L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1989

Canada

L'ÉNERGIE DE NOS RESSOURCES

NOTRE FORCE CRÉATRICE

L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1989

Direction de l'énergie électrique
Secteur de l'énergie
Énergie, Mines et Ressources Canada

Publié sous l'autorité du ministre
de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

Pensez à recycler !

Think Recycling!

91-03329/

Remerciements

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources remercie les services d'électricité et l'Association canadienne de l'électricité de leur collaboration à la préparation de ce rapport.

Personnes-ressources

Vous pouvez adresser vos commentaires au sujet de ce rapport à :
David Burpee
Directeur, Division des services d'électricité
Direction de l'électricité
Énergie, Mines et Ressources Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4
(613) 995-7460

Pour obtenir des renseignements au sujet de l'élaboration et du contenu de ce rapport, adressez-vous à :
Po-Chih Lee
Économiste principal et gestionnaire des Systèmes d'information
Énergie, Mines et Ressources Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4
(613) 996-4779

On peut obtenir sur demande des copies du rapport à l'adresse suivante :
Centre de diffusion
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4
Tél. : (613) 992-0759
Fac-similé : (613) 996-9094

Also available in English: write to
Distribution Centre
Communications Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4
Tel: (613) 992-0759
Facsimile: (613) 996-9094

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada, 1991
N° de cat. M23-7/1989F
ISBN : 0-662-96379-2
ISSN : 0-821-8218

TABLE DES MATIÈRES

		Page
1.	L'industrie de l'électricité au Canada	1
2.	L'industrie canadienne de l'électricité au plan international	8
3.	Le cadre réglementaire	18
4.	L'électricité et les processus d'évaluation environnementale	23
5.	La consommation d'électricité	30
6.	La production d'électricité	39
7.	La capacité de production et la marge de réserve	47
8.	Le commerce de l'électricité	58
9.	Le transport de l'électricité	69
10.	Investissement et financement des services d'électricité	77
11.	Prix de revient et de vente	83
12.	Perspectives d'avenir	91
13.	La gestion axée sur la demande	102
14.	La production indépendante d'électricité	109
ANNEXE A		
Tableau A1.	Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1989	116
Tableau A2.	Capacité installée et projetée, 1989	117
Tableau A3.	Capacité thermique classique, par source principale	118
Tableau A4.	Production d'énergie électrique par source principale, 1989	118
Tableau A5.	Importations et exportations d'électricité par province	119
Tableau A6.	Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1989	121
Tableau A7.	Capacité de production par source	123
Tableau A8.	Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale – Augmentations en 1989 et augmentations projetées entre 1990-2013	128
ANNEXE B		
B1.	Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada	133
B2.	Chronologie des interconnexions régionales	138
ANNEXE C		
C1.	Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada	140

ANNEXE D

Normes et directives environnementales fédérales 151

ANNEXE E

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration du rendement énergétique offerts par les services canadiens d'électricité 156

E2. Programmes de déplacement de la charge 158

E3. Prix payés par les services d'électricité pour la production indépendante en 1990 159

Définitions et abréviations 163

LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau 1.1.	Principaux services d'électricité au Canada, par province	1
Tableau 1.2.	Capacité installée et production d'énergie des services d'électricité et des autoproducteurs industriels, 1930-1989	2
Tableau 1.3.	Services d'électricité : avoirs, recettes et nombre d'employés, 1988	3
Tableau 2.1.	Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1987	8
Tableau 2.2.	Comparaison internationale par mode de production, 1987	9
Tableau 2.3.	Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1987	10
Tableau 2.4.	Comparaison internationale des taux d'accroissement de la consommation d'électricité, 1980 à 1987	11
Tableau 2.5.	Comparaison internationale des exportations d'électricité, 1987	12
Tableau 2.6.	Comparaison internationale des importations d'électricité, 1987	13
Tableau 2.7.	Comparaison internationale de l'intensité d'utilisation de l'électricité	14
Tableau 2.8.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur résidentiel, 1990	15
Tableau 2.9.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur commercial, 1990	16
Tableau 2.10.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur industriel, 1990	17
Tableau 5.1.	Consommation d'électricité par province	30
Tableau 5.2.	Consommation d'électricité au Canada par secteur	32
Tableau 5.3.	Production et consommation d'électricité par province, 1989	33
Tableau 5.4.	Provinces : consommation d'électricité par habitant	36
Tableau 5.5.	Profil et équipement des ménages canadiens, 1989	36
Tableau 5.6.	Demande de pointe par province	37
Tableau 5.7.	Facteur de charge par province	37
Tableau 6.1.	Sources de production d'électricité	39
Tableau 6.2.	Production d'électricité par source, 1989	42
Tableau 6.3.	Production d'électricité par province	43
Tableau 6.4.	Sources utilisées pour produire de l'électricité au Canada	44
Tableau 6.5.	Combustibles fossiles utilisés par les services d'électricité de chaque province et territoire, 1989	45
Tableau 7.1.	Capacité installée par source d'énergie, 1960-1989	47

LISTE DES TABLEAUX (suite)

		Page
Tableau 7.2.	Capacité installée par source et par province, 1989	48
Tableau 7.3.	Capacité installée par province, 1960-1989	49
Tableau 7.4.	Principales centrales hydro-électriques au Canada, 1989	51
Tableau 7.5.	Principales centrales thermiques classiques au Canada, 1989	53
Tableau 7.6.	Centrales électronucléaires commerciales au Canada, 1989	53
Tableau 7.7.	Capacité excédentaire, 1989	54
Tableau 7.8.	Puissance hydro-électrique au Canada, 1989	55
Tableau 8.1.	Commerce canado-américain de l'électricité, 1960-1989	58
Tableau 8.2.	Répartition des exportations d'électricité aux États-Unis par type de transaction, 1960-1989	59
Tableau 8.3.	Prix moyen des exportations, 1960-1989	59
Tableau 8.4.	Sources des exportations canadiennes d'électricité, 1975-1989	60
Tableau 8.5.	Exportations d'électricité et recettes par province, 1988-1989	61
Tableau 8.6.	Exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1989	63
Tableau 8.7.	Sources de l'électricité exportée par les provinces, 1989	63
Tableau 8.8.	Provinces exportatrices et marchés importateurs, 1989	65
Tableau 8.9.	Provinces : part des exportations totales, 1960-1989	66
Tableau 8.10.	Commerce canadien de ressources énergétiques, 1975-1989	67
Tableau 8.11.	Échanges interprovinciaux annuels d'électricité, 1960-1989	68
Tableau 8.12.	Échanges interprovinciaux selon la destination, 1980-1989	68
Tableau 9.1.	Longueur des circuits au Canada, 1989	69
Tableau 9.2.	Interconnexions provinciales à la fin de 1989	70
Tableau 9.3.	Interconnexions provinciales envisagées	71
Tableau 9.4.	Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis	73
Tableau 9.5.	Interconnexions provinciales envisagées avec les États-Unis	74
Tableau 10.1.	Investissement des services d'électricité, 1971-1989	77
Tableau 10.2.	Dépenses d'investissement des industries du secteur énergétique	78
Tableau 10.3.	Répartition de l'investissement en capital	79

LISTE DES TABLEAUX (suite)

		Page
Tableau 10.4.	Investissement en capital des principaux services d'électricité	79
Tableau 10.5.	Dette à long terme et sources de financement des principaux services d'électricité, 1988	80
Tableau 10.6.	Comparaison des taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis, 1985-1988	81
Tableau 11.1.	Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1962-1989	83
Tableau 11.2.	Coût du combustible servant à la production d'électricité, 1969-1988	84
Tableau 11.3.	Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1980-1989	87
Tableau 11.4.	Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1979-1988	88
Tableau 11.5.	États financiers des principaux services d'électricité, 1988	89
Tableau 11.6.	Coût mensuel de l'électricité, janvier 1990	90
Tableau 12.1.	Prévisions de la demande d'électricité intérieure	91
Tableau 12.2.	Prévisions de la demande de pointe intérieure	93
Tableau 12.3.	Prévisions de la capacité installée par province	95
Tableau 12.4.	Prévisions de la capacité installée par mode de production au Canada	98
Tableau 12.5.	Production d'électricité par province : prévisions des services d'électricité	98
Tableau 12.6.	Prévisions de la production d'électricité par source d'énergie au Canada	99
Tableau 12.7.	Exportations d'électricité vers les États-Unis	99
Tableau 12.8.	Besoins en combustibles pour la production d'électricité	100
Tableau 12.9.	Dépenses en capital des principaux services d'électricité, 1989-1999	100
Tableau 12.10.	Dépenses en capital par fonction, 1989-1999	101
Tableau 13.1.	Économies de puissance procurées par les valeurs cumulatives des programmes de GAD mis en oeuvre par les services d'électricité	106
Tableau 14.1.	Capacité installée des autoproducteurs par source d'énergie, 1989	109
Tableau 14.2.	Capacité installée des petits services d'électricité par source d'énergie, 1989	110
Tableau 14.3.	Production d'électricité des autoproducteurs par source d'énergie, 1989	111
Tableau 14.4.	Production des petits services d'électricité par source d'énergie, 1989	111
Tableau 14.5.	Prévisions de la capacité réalisable par les producteurs indépendants	113

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 5.1.	Demande primaire d'énergie au Canada	31
Figure 5.2.	Demande secondaire d'énergie au Canada	31
Figure 5.3.	Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1989	34
Figure 5.4.	Progression de la demande d'électricité en regard du PIB, 1960-1989	38
Figure 6.1.	Répartition par province des principales centrales, 1989	40
Figure 6.2.	Production d'électricité par source	41
Figure 6.3.	Production d'électricité par région	44
Figure 7.1.	Capacité installée par source d'énergie	50
Figure 7.2.	Capacité installée par région	52
Figure 7.3.	Performance à vie de quatre types de réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde	56
Figure 7.4.	Performance à vie de réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde	57
Figure 8.1.	Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de marchandises, 1989	62
Figure 8.2.	Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de l'énergie, 1989	62
Figure 8.3.	Commerce de l'électricité, 1989	64
Figure 9.1.	Principaux réseaux de transport de longue distance au Canada, 1989	75
Figure 9.2.	Principales interconnexions provinciales et internationales, 1989	76
Figure 10.1.	Répartition de l'investissement en capital, 1989	82
Figure 11.1.	Indices des prix, 1979-1989	86
Figure 12.1.	Comparaison des prévisions de la demande d'électricité	92
Figure 12.2.	Diverses prévisions de la puissance installée	94
Figure 12.3.	Comparaison des prévisions de la production d'électricité	96
Figure 12.4	Comparaison des prévisions des exportations d'électricité	97
Figure 13.1	Courbe type de durée de la charge annuelle et réduction du coût de production d'un service d'électricité	103
Figure 13.2	Objectifs et programmes de la gestion axée sur la demande	105
Figure 13.3	Économies de puissance par secteur grâce à la GAD	107

1. L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

SA STRUCTURE

L'industrie moderne de l'électricité au Canada est née en 1884. Aujourd'hui, l'électricité est essentielle à presque tous les aspects de l'économie canadienne et on prévoit qu'elle jouera un rôle encore plus grand au cours de la prochaine décennie. De 1919 à la fin de 1989, la production nette d'électricité a augmenté, sur une base annuelle, à un taux moyen de presque 7 %. L'industrie de l'électricité au Canada se compose de sociétés d'État provinciales, de services privés, de services municipaux et d'établissements industriels.

Aux termes de la Constitution canadienne, l'énergie électrique est un domaine de compétence presque exclusivement provinciale. De ce fait, l'industrie de l'électricité au pays s'est organisée suivant les contours des provinces et elle est, le plus souvent, hautement intégrée : quelques services d'électricité prédominants assurent le gros de la production, du transport et de la distribution. Certains d'entre eux sont entre les mains d'intérêts privés, mais la majorité sont des sociétés d'État provinciales. Au tableau 1.1 figure la liste des principaux services d'électricité.

Parmi ceux-ci, on retrouve huit sociétés d'État provinciales, quatre services privés, deux services municipaux et deux sociétés d'État relevant des gouvernements territoriaux. En 1989, les services publics provinciaux représentaient environ 82,5 % de la capacité installée totale et ont fourni environ 82 % de la production totale d'électricité. Les quatre services privés représentaient

Tableau 1.1. Principaux services d'électricité au Canada, par province

Province	Service	Propriété
Terre-Neuve	Newfoundland and Labrador Hydro	Provinciale
	Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	Privée
Île-du-Prince-Édouard	Maritime Electric Co. Ltd.	Privée
Nouvelle-Écosse	Nova Scotia Power Corporation	Provinciale
Nouveau-Brunswick	Énergie NB	Provinciale
Québec	Hydro-Québec	Provinciale
Ontario	Ontario Hydro	Provinciale
Manitoba	Hydro-Manitoba	Provinciale
	Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg	Municipale
Saskatchewan	Saskatchewan Power Corporation	Provinciale
Alberta	Alberta Power Ltd.	Privée
	Edmonton Power	Municipale
	TransAlta Utilities Corporation	Privée
Colombie-Britannique	British Columbia Hydro and Power Authority	Provinciale
Yukon	Yukon Energy Corporation	Territoriale
Territoires du Nord-Ouest	Northwest Territories Power Corporation	Territoriale

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

5,8 % de la capacité totale du Canada et fournissaient approximativement 7,3 % de la production totale. Les services publics municipaux affichaient 1,6 % de la capacité installée du pays, mais seulement 0,8 % de la production totale. Les deux sociétés d'État desservant les territoires représentaient 0,3 % de la capacité installée totale et fournissaient 0,2 % de la production totale du pays.

En plus des seize principaux services d'électricité, il existe au pays environ 60 établissements industriels autoproducteurs. Quelques-uns d'entre eux vendent de l'électricité aux réseaux de distribution municipaux ou à des services publics. Il s'agit surtout d'usines de pâtes et papiers, d'exploitations minières et d'alumineries. En 1989, ces autoproducteurs industriels représentaient 6,0 % de la capacité installée totale et fournissaient environ 8,0 % de la production totale du pays (voir le tableau 1.2).

Outre les principaux services d'électricité et autoproducteurs industriels, il existe au Canada environ 364 services d'électricité de moindre importance, dont 87 % sont situés en Ontario. La plupart sont de propriété municipale. N'ayant aucune centrale, ils s'approvisionnent plutôt chez les principaux services de leur province. Cependant, plusieurs petits services privés exploitent leurs propres centrales. En 1989, ces services de moindre importance représentaient 3,8 % de la capacité installée totale et ont fourni 1,7 % de l'énergie électrique.

SON APPORT ÉCONOMIQUE

L'industrie de l'électricité joue un rôle important dans l'économie canadienne. Comme le montre le tableau 1.3, elle comptait environ 93 000 employés en 1988, soit environ 0,8 % de l'emploi au pays. Les recettes totales ont atteint environ 19 milliards de dollars en 1988, contre 18,6 milliards en 1987, une augmentation de 2,0 %. De cette somme, 4,6 % soit environ 881 millions de dollars proviennent des gains à l'exportation. (La légère augmentation des recettes totales provenant des ventes d'électricité s'explique par l'exclusion, en 1988, des recettes provenant des activités de la Saskatchewan Power Corporation et de la B.C. Hydro dans le secteur du gaz naturel. Ces deux services publics ont vendu leurs propriétés de gaz naturel en mai

Tableau 1.2. Capacité installée et production d'énergie des services d'électricité et des autoproducteurs industriels, 1930-1989

	Capacité installée			Production d'énergie		
Année	Services	Autoproducteurs	Capacité	Services	Autoproducteurs	Production
	(%)	(%)	(GW.h)	(%)	(%)	(GW.h)
1930	83	17	5 573	93	7	19 468
1940	84	16	8 104	91	9	33 062
1950	83	17	11 076	88	12	55 037
1960	80	20	23 035	78	22	114 378
1965	82	18	29 348	77	23	144 274
1970	88	12	42 826	84	16	204 723
1975	90	10	61 352	87	13	273 392
1980	92	8	81 999	89	11	367 306
1985	93	7	97 020	92	8	447 182
1988	94	6	101 055	92	8	490 672
1989	94	6	102 215	92	8	482 158

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, n^os de catalogue 57-202 et 57-001

et en décembre 1988, respectivement. Ils avaient tiré de leurs ventes de gaz naturel des recettes totales d'environ 670 millions de dollars.)
L'industrie de l'électricité a régulièrement haussé sa contribution au produit intérieur brut du Canada : de 2,3 % en 1960, elle est passée à 2,5 % en 1970, puis à 3,0 % en 1980 pour atteindre 3,2 % en 1988.
Le total des avoirs de l'industrie se chiffrait à environ 100,5 milliards de dollars en 1988, soit près de 6,3 % du capital-actions au pays, excluant le secteur résidentiel. Ces chiffres réflètent la nature capitalistique de l'industrie de l'électricité. Ontario Hydro, Hydro-Québec et la British Columbia Hydro, les trois plus grands services d'électricité au Canada, se classent, respectivement, au premier, au deuxième et au sixième rang de toutes les sociétés canadiennes.

LES SERVICES CANADIENS D'ÉLECTRICITÉ

Terre-Neuve

À Terre-Neuve, deux réseaux, la Newfoundland Light & Power Company Limited (NLPC) et la Newfoundland & Labrador Hydro (NLH), dominent le marché de production et de distribution, desservant près de 200 000 abonnés.

Table 1.3. Services d'électricité : avoirs, recettes et nombre d'employés, 1988

Service	Avoirs	Recettes	Nombre d'employés
	(en millions de $)		(personnes)
Principaux services			
Newfoundland and Labrador Hydro	2 186	332	1 434
Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	419	268	926
Maritime Electric Co. Ltd.	100	60	221
Nova Scotia Power Corporation	1 594	543	2 460
Énergie NB	2 731	856	2 602
Hydro-Québec	31 762	5 306	22 773
Ontario Hydro	34 358	5 813	32 473
Hydro-Manitoba	4 386	610	4 307
Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg	136	104	644
Saskatchewan Power Corporation	2 336	634	2 235
TransAlta Utilities	3 687	962	2 548
Edmonton Power	1 354	334	880
Alberta Power Ltd.	1 546	406	1 451
B.C. Hydro and Power Authority	8 898	1 769	5 187
Yukon Energy Corporation	95	31	92
Northwest Territories Power Corporation	170	76	280
Autres	4 726	870	12 000
Canada	100 483	18 974	92 492

Sources : Rapports annuels des services d'électricité

Principal détaillant d'électricité dans l'île, la NLPC, service privé, fut constituée en 1966 par le fusionnement de la St. John's Electric Light Company Limited, de la United Towns Electric Company Limited et de la Union Electric Light and Power Company. La NLPC achète environ 92 % de ses approvisionnements en électricité de la NLH et produit le reste à même ses centrales hydro-électriques.
La NLH, société d'État provinciale, a pour mandat de produire et de transporter de l'électricité dans la province. Créée en vertu d'une loi adoptée en 1954 par l'Assemblée législative, la NLH a été constituée en société en 1975. Elle est la société mère d'un consortium qui comprend la Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCo), la Lower Churchill Development Corporation (LCDC), la Twin Falls Power Corporation Limited, la Gull Island Power Co. Ltd. et la Power Distribution District of Newfoundland and Labrador. La NLH détient 51 % des actions de la LCDC, le gouvernement du Canada 49 %. Par l'intermédiaire de la CFLCo, la NLH possède et exploite la centrale de Churchill Falls, l'une des plus importantes au monde. Sur l'île de Terre-Neuve, la NLH produit de l'électricité à partir de l'énergie hydraulique et du mazout.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited (MECL), société privée desservant l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) depuis 1918, possède et exploite un réseau entièrement intégré de production, de transport et de distribution de l'électricité dans toute l'île. La MECL exploite deux centrales au mazout et détient des titres de participation (10 %) de l'unité 2 de la centrale mixte (charbon\ mazout) de Dalhousie (N.-B.), exploitée par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Deux câbles sous-marins assurent l'interconnexion du réseau de la MECL au réseau électrique du Nouveau-Brunswick. Principal distributeur de l'île, la MECL dessert environ 49 000 clients. Le service d'électricité municipal de la ville de Summerside, qui possède son propre réseau de distribution, achète de l'énergie de la MECL.

Nouvelle-Écosse

Constituée en société d'État en 1973, la Nova Scotia Power Corporation (NSPC) a pour mandat de produire et de distribuer de l'électricité dans toute la province. Presque toute l'électricité de la NSPC provient de sources thermiques, le charbon étant à la base de plus de 66 % de sa production. La société exploite également des centrales hydro-électriques et au mazout; de plus, elle achète de l'énergie du Nouveau-Brunswick. La centrale Lingan, située dans l'île du Cap-Breton, fournit la plus grande partie de la production provinciale. En 1989, la NSPC comptait environ 382 000 abonnés.

Nouveau-Brunswick

Créée en vertu d'une loi provinciale adoptée en 1920, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a pour mandat de produire et de distribuer l'électricité dans toutes les régions de la province. Énergie NB, qui possède et exploite 14 centrales, obtient son électricité de sources nucléaires, hydrauliques et thermiques; elle en achète également du Québec. En 1989, elle comptait 265 000 abonnés, en sus des 39 000 clients des services municipaux de distribution auxquels elle vend de l'électricité.

Québec

Hydro-Québec, société d'État, a été créée par l'Assemblée nationale en 1944 avec pour mandat de produire, de transporter et de distribuer presque toute l'électricité vendue au Québec. Grâce à son parc de centrales hydro-électriques réparties à travers la province, la quasi-totalité de l'électricité qu'elle produit est d'origine hydraulique. Hydro-Québec compte actuellement plus de 3,0 millions de clients.

Hydro-Québec a la propriété exclusive de six filiales : — la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ), qui a exécuté la phase 1 du complexe La Grande et qui gère les grands travaux de construction pour la société mère; — Hydro-Québec International, qui fournit des services d'experts-conseils et d'ingénierie pour des projets d'aménagement à l'étranger; — la Société de

transmission électrique de Cedars Rapids ltée, qui exporte vers l'État de New York; — Somarex inc., mise sur pied pour financer, construire et exploiter une ligne de transport dans l'État du Maine; — Nouveler inc., qui encourage les économies d'énergie et les énergies de remplacement; et — la Société 2312-0843 Québec inc., qui est une associée spéciale dans la société en commandite HydrogenAL II et qui, le 1er janvier 1990, est devenue une associée spéciale dans les sociétés en commandite HydrogenAL et ArgonAL dont la Canadian Liquid Air Ltd est une autre associée spéciale.

Hydro-Québec détient 34,2 % des parts de la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, qui exploite la centrale de Churchill Falls. Elle détient également 50 % des parts de HydrogenAL inc. et de HydrogenAL II inc.

Ontario

Ontario Hydro, société d'État provinciale, a été créée en 1906 par une loi spéciale de la province de l'Ontario. Elle est une société financièrement autonome sans capital-actions. La province garantit les obligations et les billets émis au public. En vertu de la *Loi sur la Société provinciale de l'électricité*, Ontario Hydro est principalement chargée de produire, de fournir et de livrer de l'énergie électrique dans toute la province. De plus, elle produit et vend, comme produits bruts, de la vapeur et de l'eau chaude. En collaboration avec les services municipaux et l'Association canadienne des normes, Ontario Hydro inspecte et approuve le matériel et le câblage électriques dans toute la province.

Ontario Hydro vend de l'électricité au gros aux 316 services municipaux de la province qui, à leur tour, la vendent au détail aux clients de leur zone de service. Par ailleurs, Ontario Hydro alimente directement plus d'une centaine de clients industriels importants et 863 000 clients résidentiels et petites entreprises des régions rurales ou éloignées. En 1989, plus de 3,4 millions de clients étaient desservis par Ontario Hydro et les services municipaux de la province. Ontario Hydro exploite 80 centrales hydrauliques, nucléaires et à combustibles fossiles ainsi qu'un vaste réseau de transport de l'électricité à travers la province. En Ontario, il existe également un certain nombre de petits services régionaux. Great Lakes Power Limited par exemple, exploite un réseau privé de production et de distribution d'électricité à Sault-Ste-Marie et à l'ouest de la région d'Algoma. En 1989, ce service du Nord de l'Ontario alimentait directement plus de 10 000 abonnés et, indirectement, 30 000 autres abonnés.

Manitoba

Société d'État constituée en 1949 par l'Assemblée législative de la province, la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba) possède des pouvoirs étendus en matière de production d'électricité et elle est assujettie à la *Loi sur Hydro-Manitoba de 1970*. Hydro-Manitoba produit la quasi-totalité de l'électricité de la province à même ses centrales hydro-électriques réparties dans le bassin des fleuves Churchill et Nelson dans le Nord. Elle distribue de l'électricité à travers toute la province, sauf dans le centre de Winnipeg, qui est desservi par le Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg. Ces deux services fonctionnent en tant que réseau intégré de production et de transport d'électricité. En 1989, la société Hydro-Manitoba comptait plus de 368 000 abonnés et le Réseau de la ville de Winnipeg, près de 100 000 clients.

Saskatchewan

La Saskatchewan Power Corporation (SaskPower), société d'État, a été créée en vertu de la *Power Corporation Act de 1950*. La Loi lui confère le mandat de produire, de transporter et de distribuer le gaz naturel et l'électricité. À la fin de 1989, la société comptait plus de 408 000 abonnés. Elle produit presque toute son électricité à partir de sources thermiques.

En 1988, les opérations gazières de la société ont été confiées à des société distinctes au sein de la SaskPower. La société mère des opérations gazières est la Saskatchewan Energy Corporation (SaskEnergy). En 1989, la SaskEnergy devenait une société autonome.

Alberta

L'Alberta compte trois grands services d'électricité : la TransAlta Utilities Corporation, Alberta Power Limited et Edmonton Power, qui répondent à environ 91 % des besoins en énergie électrique de la province. Ces services sont interconnectés par un réseau de transport qui appartient, en grande partie, à la TransAlta. L'industrie satisfait au reste, soit 9 % de la consommation d'électricité de l'Alberta. Plus de 90 % de l'électricité produite en Alberta provient de centrales au charbon de grandes dimensions.

La TransAlta Utilities Corporation, anciennement Calgary Power Limited, est le plus important service d'électricité privé au Canada. Constituée en vertu des lois canadiennes, la société assure la production et la distribution de l'électricité dans la province depuis 1911. Elle répond à près de 72 % des besoins en énergie électrique de l'Alberta et dessert plus de la moitié de la population. En 1989, la société alimentait directement plus de 296 000 abonnés et desservait indirectement 306 000 clients par l'entremise de contrats de vente d'électricité au gros. La TransAlta possède quatre filiales : la TransAlta Resources Corporation, sa principale filiale, détient des titres de participation dans des secteurs non-réglementés dont TransAlta Technologies Inc.; la TransAlta Energy System Corporation qui fournit des services de gestion de l'énergie et de contrôle automatique des bâtiments à travers le pays; TransAlta Fly Ash Ltd.; la Kanelk Transmission Company Limited; et Farm Electric Services Ltd.

La société Alberta Power Limited, constituée en 1972, est également un service privé, filiale de la Canadian Utilities Ltd. Ses activités sont concentrées dans le Centre-Est et le Nord de la province. L'Alberta Power, qui répondait à environ 19 % de la demande totale d'électricité de la province en 1989, comptait plus de 152 000 clients.

Edmonton Power a la plus grande capacité de tous les services municipaux du pays. Depuis sa création en 1902, son rythme d'expansion a suivi celui de la ville d'Edmonton. Bien qu'il n'ait répondu qu'à seulement 1 % des besoins de l'Alberta, le service détenait 13 % du marché provincial de l'électricité en 1989 et comptait plus de 237 000 clients. TransAlta Utilities et Alberta Power sont ses plus grands fournisseurs.

Colombie-Britannique

La British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro) est une société d'État établie en 1962. Son réseau de production et de distribution s'étend à toute la province, à l'exception de la région sud de l'Intérieur desservie par la West Kootenay Power and Light Company Limited. B.C. Hydro est le troisième service public en importance au Canada. Elle produit, transporte et distribue de l'électricité à plus de 1,2 million de clients, dans la zone où se concentre plus de 90 % de la population de la Colombie-Britannique.
En 1988, une restructuration majeure au sein de B.C. Hydro a permis à cette dernière de privatiser, en tout ou en partie, ses opérations gazières et ferroviaires. De plus, un certain nombre de filiales furent créées. B.C. Hydro International Limited fournit, à ses clients canadiens et étrangers, des services d'experts-conseils en ingénierie et en exploitation. La British Columbia Power Export Corporation (POWEREX) vise à mettre en marché les exportations de puissance garantie. POWEREX négocie et gère des contrats fermes de vente à l'exportation avec les services américains, et achète des contrats auprès de producteurs d'électricité. Elle voit également à ce que B.C. Hydro fournisse des services tels que les installations de transport. Powertech Laboratories Inc. a été constituée pour effectuer de la recherche et des essais, et pour offrir des services d'experts-conseils en matière de mise au point de technologie électrique. Westech Information Systems Inc., établie en 1989, offre un large éventail de services experts dont la conception, la mise au point et l'entretien de systèmes informatiques intégrés. Western Integrated Technologies Inc., également établie en 1989, fournit le soutien technique et des services informatiques.

West Kootenay Power est un service d'électricité privé qui dessert la partie sud de l'Intérieur; elle produit et distribue de l'hydro-électricité directement à plus 63 000 abonnés répartis sur son territoire, en plus d'en vendre au gros à sept services qui comptent près de

38 000 clients. West Kootenay Power est une filiale à part entière de l'UtiliCorp United Inc., de Kansas City (Missouri).

Yukon

Deux services d'électricité desservent le Yukon. La Yukon Energy Corporation est la plus importante pour ce qui est des recettes et de la capacité installée. Elle est une société d'État territoriale, instituée afin de se charger des avoirs du Yukon au sein de la Commission d'énergie du Nord canadien. La Yukon Development Corporation (société mère de la Yukon Energy Corporation) a conclu une entente de gérance d'une durée de cinq ans avec la Yukon Electrical Company Limited (YECL) afin que cette dernière gère l'avoir du service public, achète l'électricité produite par la Yukon Energy Corporation et la distribue aux clients de cette dernière.

En plus de ses responsabilités auprès de la Yukon Energy Corporation, la YECL, une filiale de la Canadian Utilities Limited, dessert 18 communautés du Yukon incluant Whitehorse. La YECL comble la majorité de ses besoins en achetant de l'électricité de la Yukon Energy Corporation.

Territoires du Nord-Ouest

La Northwest Territories Power Corporation (NWTPC) et la Northland Utilities Enterprises Limited (Northland) desservent les Territoires du Nord-Ouest (T. N.-O.). La NWTPC (société d'État territoriale), créée en 1988 afin de se charger des avoirs des T. N.-O. au sein de la Commission d'énergie du Nord canadien, est la plus importante. Elle dessert 51 communautés des T. N.-O. et vend au gros de l'électricité à la Northland.

La Northland, société privée d'électricité, est une filiale de la Canadian Utilities Limited. Elle dessert sept communautés situées dans le Sud-Ouest des T. N.-O.

2. L'INDUSTRIE CANADIENNE DE L'ÉLECTRICITÉ AU PLAN INTERNATIONAL

Le présent chapitre a pour objet de comparer la situation de l'offre, de la demande, du commerce et des tarifs de l'électricité au Canada à ceux de certains autres pays. Les données utilisées proviennent de l'*Annuaire des statistiques de l'énergie de 1987* des Nations Unies, du Energy Information Administration du Departement of Energy des États-Unis et des enquêtes effectuées par la Direction de l'énergie électrique du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada.

Suite à la deuxième crise de l'énergie de 1979, la consommation mondiale d'électricité a continué de croître plus vite que les autres sources d'énergie y compris le pétrole, le gaz naturel et le charbon. La consommation nette d'électricité à travers le monde (en excluant les pertes dues au transport et à la distribution) s'est élevée de 7 355 TW.h en 1980 à 9 759 TW.h en 1988, un taux de croissance annuel moyen de 3,6 %. Au cours de la même période, soit de 1980 à 1988, la consommation mondiale de pétrole a augmenté de 63 à 64 millions de barils par

Tableau 2.1. Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1987*

Pays	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Géothermique	Total
			(GW)		
États-Unis	551	87	102	4	744
URSS	235	63	34	0	332
Japon	113	35	29	0	177
Canada	**32**	**57**	**12**	**0**	**101**
France	24	24	49	0	97
Chine	64	28	0	0	92
Allemagne de l'Ouest	58	7	20	0	85
Royaume-Uni	56	1	7	0	64
Inde	40	17	1	0	58
Italie	37	18	1	1	57
Brésil	6	40	1	0	47
Espagne	15	15	7	0	37
Australie	27	7	0	0	34
Suède	7	17	10	5	34
Pologne	28	2	0	0	30
Mexique	18	8	0	1	27
Norvège	0	25	0	0	25
Afrique du Sud	23	1	1	0	25
Allemagne de l'Est	20	2	2	0	24
Tchécoslovaquie	15	3	4	0	22
Total mondial**	1 658 (64,8 %)	585 (22,9 %)	306 (12,0 %)	7 (0,3 %)	2 556 (100 %)

* *Figurent au tableau les vingt pays dotés des plus grands réseaux d'électricité.*
** *Pour connaître le total mondial comprenant les 190 pays ou régions, se référer à la source.*

*Source : **Annuaire des statistiques de l'énergie, 1987**, Nations Unies, p. 332-360*

jour, une croissance moyenne de seulement 0,2 % par an; la consommation mondiale de gaz naturel a augmenté de 53 100 milliards de pieds cubes en 1980 à 68 300 milliards de pieds cubes en 1988, un taux de croissance moyen de 3,2 %; enfin, la consommation totale de charbon à travers le monde s'est élevée régulièrement, passant de 4 312 millions de tonnes courtes en 1980 à 5 221 millions de tonnes courtes en 1988, une augmentation moyenne de 2,4 % par an.

Le Canada joue un rôle prépondérant dans l'industrie mondiale de l'électricité. Il est non seulement un chef de file en matière de transport de l'électricité sur de longues distances, mais il est le plus gros producteur d'hydro-électricité, le plus grand exportateur d'électricité et un consommateur de taille.

Tableau 2.2. Comparaison internationale par mode de production, 1987*

Pays	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Géothermique	Total
		(TW.h)			
États-Unis	1 961	255	455	15	2 686
URSS	1 258	220	187	0	1 665
Japon	423	84	190	2	699
Chine	397	100	0	0	497
Canada	**103**	**316**	**77**	**0**	**496**
Allemagne de l'Ouest	265	19	132	0	416
France	37	68	251	0	356
Royaume-Uni	241	4	55	0	300
Inde	154	58	5	0	217
Brésil	16	186	1	0	203
Italie	156	40	0	3	199
Suède	7	72	68	0	147
Pologne	142	4	0	0	146
Espagne	64	28	41	0	133
Australie	118	13	0	1	132
Afrique du Sud	118	1	4	0	123
Norvège	101	2	11	0	114
Mexique	82	18	0	4	104
Norvège	1	103	0	0	104
Tchécoslovaquie	59	5	22	0	86
Total mondial**	6 699 (64,0 %)	2 038 (19,5 %)	1 695 (16,2 %)	35 (0,3 %)	10 467 (100 %)

* *Figurent au tableau les vingt plus grands pays producteurs d'électricité au monde.*

** *Pour connaître le total mondial comprenant les 188 pays ou régions, se référer à la source.*

Source : ***Annuaire des statistiques de l'énergie,*** *1987, Nations Unies, p. 392-420*

LA CAPACITÉ INSTALLÉE

À la fin de 1987, la capacité installée mondiale se chiffrait à environ 2 556 GW. Elle se répartissait comme suit : 1 658 GW (64,8 %) était d'origine thermique classique (comprenant la capacité installée alimentée au charbon, au mazout et au gas naturel); 585 GW (22,9 %) d'origine hydraulique; 306 GW (12 %) d'origine nucléaire et seulement 7 GW (0,3 %) d'origine géothermique. (Voir le tableau 2.1.)

L'Amérique du Nord détenait 35 % de la capacité installée mondiale, suivie par l'Europe avec 25 %, l'Asie avec 19 %, l'URSS avec 13 %, l'Amérique du Sud avec 4 %, et l'Afrique et l'Océanie avec 2 % chacune.

Avec une capacité installée de 743 GW, soit 29 % du total mondial, l'industrie de l'électricité des États-Unis se classait au premier rang; l'URSS, au deuxième avec 332 GW; suivie du Japon, au troisième avec 176 GW. De fait, les États-Unis étaient en tête pour tous les modes de production : ils affichaient plus de 33 % du total de la capacité thermique classique, 15 % de l'hydro-électricité, 33 % de l'énergie nucléaire et 50 % de l'énergie géothermique.

Le Canada se classait quatrième avec une capacité installée d'environ 101 GW, soit 4 % du total mondial. Pour ce qui est des modes de production, la capacité hydraulique du Canada est la troisième en importance sur le plan mondial, juste derrière les

Tableau 2.3. Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1987*

Pays	kW.h/habitant	Taux exprimé en pourcentage de la moyenne mondiale
Norvège	24 756	1 187
Canada	**17 486**	**839**
Suède	17 079	819
Islande	16 976	814
Qatar	13 517	648
Finlande	11 961	574
Luxembourg	11 239	539
États-Unis	11 204	537
Nouvelle-Zélande	8 183	392
Australie	8 177	392
Allemagne de l'Est	7 089	340
Allemagne de l'Ouest	6 900	331
Autriche	5 952	286
Belgique	6 075	291
France	5 870	282
URSS	5 792	278
Japon	5 733	275
Royaume-Uni	5 477	263
Pays-Bas	4 935	237
Pologne	3 909	187
Italie	3 867	186
Espagne	3 383	162
Afrique du Sud	3 196	153
Argentine	1 681	81
Brésil	1 549	74
Mexique	1 239	59
Égypte	648	31
Chine	465	22
Inde	271	13
Nigéria	96	5
Moyenne mondiale**	2 085	100

* *Les dix premiers pays sont classés selon le rang qu'ils occupent actuellement dans le monde. Quant aux autres, ils sont présentés dans un ordre décroissant qui ne reflète pas leur place réelle, étant donné que seuls les plus populeux de chaque région ont été retenus.*

** *Pour connaître la moyenne mondiale comprenant les 188 pays ou régions, se référer à la source.*

*Source : **Annuaire des statistiques de l'énergie, 1987**, Nations Unies, p. 422-436*

États-Unis et l'URSS. La capacité nucléaire canadienne se classe au sixième rang alors que sa capacité thermique classique occupe le neuvième rang.

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

En 1987, la production mondiale d'électricité a été de 10 467 TW.h répartis comme suit : 6 699 TW.h (64 %) d'origine thermique classique, principalement de centrales au charbon; 2 038 TW.h (19,5 %) d'origine hydraulique; 1 965 TW.h (16,2 %) d'origine nucléaire et 35 TW.h (0,3 %) d'origine géothermique. (Voir le tableau 2.2.) L'électronucléaire ne représentait que 12 % de la capacité installée totale à travers le monde, mais sa part de la production était de 16,2 %, ce qui indique que la plupart des centrales nucléaires ont été exploitées avec un facteur de charge relativement élevé par rapport aux centrales thermiques classiques et hydro-électriques.

En 1987, l'Amérique du Nord représentait 32 % de la production mondiale nette d'électricité; l'Europe 25 %; l'Asie 19 %; l'URSS 16 %; l'Amérique du Sud 4 %; et l'Afrique et l'Océanie 2 % chacune.

En 1987, les États-Unis ont fourni à peu près 26 % de la production mondiale. L'apport de leurs centrales thermiques classiques a été de 1 961 TW.h, soit 29 % de la production totale à ce chapitre. Premier producteur électro-nucléaire en 1987 (27 % du total mondial), les États-Unis affichaient un rendement de 455 TW.h. Toutefois, par rapport à la production nationale totale, la France se classait au premier rang, avec une proportion de près de 71 % d'origine nucléaire, suivie de la Belgique à 67 % et de la Suède à 46 %. Au Canada, la part du nucléaire a été relativement faible, à 16 %, tandis qu'aux États-Unis et en URSS, elle a été de 17 % et de 11 % respectivement.

Le Canada se classait au cinquième rang mondial pour ce qui est de la production totale d'électricité (derrière les États-Unis, l'URSS, le Japon et la Chine), avec un rendement de 496 TW.h soit 5 % du total mondial. Cependant, le Canada a été le principal producteur d'hydro-électricité au monde (avec un rendement total de plus

Tableau 2.4. Comparaison internationale des taux d'accroissement de la consommation d'électricité, 1980 à 1987

Pays	Moyenne 1980-1987
	(%)
Inde	9,0
Chine	7,4
Brésil	6,7
Mexique	6,3
Suède	5,7
Australie	4,7
France	3,9
Canada	3,7
URSS	3,6
Norvège	3,0
Afrique du Sud	2,9
Pologne	2,8
Espagne	2,8
Japon	2,8
Tchécoslovaquie	2,5
Allemagne de l'Est	2,4
Italie	2,0
États-Unis	2,0
Allemagne de l'Ouest	1,6
Royaume-Uni	1,3
Total mondial*	3,5

* *Pour connaître le total mondial comprenant les 188 pays ou régions, se référer à la source.*

*Source : Moyenne calculée à partir des données de l'**Annuaire des statistiques de l'énergie, 1987**, Nations Unies, p. 422-436*

de 316 TW.h) soit environ 16 % de la production mondiale d'origine hydraulique. (Voir le tableau 2.2.)

LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR HABITANT

En 1987, la consommation mondiale d'électricité par habitant atteignait 2 085 kW.h. L'Amérique du Nord obtenait la moyenne la plus élevée avec 8 111 kW.h, suivie par l'Océanie avec 6 462 kW.h, l'URSS avec 5 792 kW.h, l'Europe avec 5 362 kW.h, l'Amérique du Sud avec 1 461 kW.h, l'Asie avec 688 kW.h et l'Afrique avec 424 kW.h.

En 1987, la consommation d'électricité par habitant au Canada se classait deuxième sur le plan mondial avec 17 486 kW.h, juste derrière les 24 756 kW.h de la Norvège. Le tableau 2.3 montre à quel point le taux de consommation par habitant varie d'un pays à l'autre. Ainsi, en Norvège, il représente plus de douze fois la moyenne mondiale; au Canada, en Suède et en Islande, plus de huit fois; et aux États-Unis, cinq fois. Par contre, la consommation par habitant du Nigéria et de l'Inde représente moins de 14 % de la moyenne mondiale. Bien que la Chine soit le cinquième pays producteur au monde, sa consommation par habitant ne représentait que 22 % de la moyenne mondiale.

Au Canada, deux facteurs principaux expliquent cette forte consommation d'électricité par habitant. Les importantes ressources hydrauliques ont

Tableau 2.5. Comparaison internationale des exportations d'électricité, 1987*

Pays	Exportations** (GW.h)	Production (GW.h)	Ratio exportations/ production
Canada	**47 427**	**496 335**	**9,6**
France	38 400	356 200	10,8
URSS	35 000	1 664 924	2,1
Suisse	20 314	56 976	35,7
Allemagne de l'Ouest	18 370	415 812	4,4
Autriche	9 606	50 220	19,1
Pologne	8 703	145 832	6,0
Tchécoslovaquie	8 510	85 825	9,9
Belgique	7 778	62 375	12,5
Suède	6 185	146 625	4,2
États-Unis	4 995	2 685 627	0,2
Espagne	4 704	133 168	3,5
Allemagne de l'Est	3 664	114 180	3,2
Norvège	3 311	103 810	3,2
Yougoslavie	2 208	80 792	2,7
Mexique	2 042	104 791	2,0
Hongrie	1 997	29 749	6,7
Danemark	1 758	29 398	6,0
Italie	1 672	198 292	0,8
Zambie	1 500	8 479	17,7
Hong Kong	1 362	23 953	5,7
Bulgarie	952	43 470	2,2
Laos	755	1 100	68,6
Portugal	675	20 101	3,4
Albanie	650	3 840	16,9
Total mondial***	236 060	10 467 157	2,3

* *Figurent au tableau les 25 plus grands pays exportateurs.*
** *Inclus le troc.*
*** *Pour connaître le total mondial comprenant tous les pays ou régions exportateurs, se référer à la source.*

Source : ***Annuaire des statistiques de l'énergie, 1987,*** *Nations Unies, p. 422-436*

permis la mise en valeur d'aménagements hydro-électriques rentables dans diverses régions. L'électricité relativement abondante et bon marché a entraîné une consommation plutôt forte chez tous les utilisateurs d'énergie et incité beaucoup d'industries grandes consommatrices d'électricité à venir s'installer au pays. D'autre part, le Canada, pays boréal, connaît un hiver long et rigoureux et, de ce fait, consacre beaucoup d'énergie au chauffage.

LE TAUX D'ACCROISSEMENT DE LA CONSOMMATION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ

Entre 1980 et 1987, la consommation mondiale d'électricité a progressé d'environ 3,5 % par année. Ce taux d'accroissement est supérieur à celui du mazout à 0,7 %, du charbon à 2,5 % et du gaz naturel à 3,2 %. Parmi les diverses régions du globe, l'Asie avait le taux d'accroissement de la consommation d'électricité le plus élevé, soit 6,1 % pour cette période. Suivaient l'Amérique du Sud avec 6 %, l'Océanie et l'Afrique avec 4,2 % chacune, l'URSS avec 3,6 %, l'Europe avec 2,7 % et l'Amérique du Nord avec 2,3 %.

Au tableau 2.4 sont présentés les taux d'accroissement des 20 plus grands producteurs d'électricité au cours de cette période. En général, ce sont les pays en voie de développement qui ont affiché les plus fortes hausses, l'industrialisation de nombre d'entre eux se traduisant par un bond important de leur

Tableau 2.6. Comparaison internationale des importations d'électricité, 1987*

Pays	Importations** (GW.h)	Consommation (GW.h)	Ratio importations/ consommation
États-Unis	46 826	2 727 458	1,7
Italie	24 818	221 438	11,2
Allemagne de l'Ouest	22 177	419 619	5,3
Brésil	16 813	219 090	7,7
Hongrie	12 610	40 362	31,2
Tchécoslovaqie	11 931	89 246	13,4
Royaume-Uni	11 672	311 882	3,7
Suisse	10 859	47 521	22,9
Pologne	10 422	147 551	7,1
France	8 700	326 500	2,7
Allemagne de l'Est	7 451	117 967	6,3
Finlande	6 104	59 061	10,3
Belgique	5 660	60 257	9,4
Bulgarie	5 326	47 844	11,1
Danemark	4 172	31 812	13,1
Luxembourg	4 003	4 136	96,8
Autriche	3 997	44 611	9,0
Portugal	3 700	23 126	16,0
Pays-Bas	3 644	72 034	5,1
Canada	**3 471**	**452 379**	**0,8**
Espagne	3 171	131 635	2,4
Roumanie	3 100	76 190	4,1
Norvège	2 932	103 431	2,8
Yougoslavie	2 583	81 167	3,2
Suède	2 169	142 609	1,5
Total mondial***	244 316	10 475 413	2,3

* *Figurent au tableau les 25 plus grands pays importateurs.*
** *Inclus le troc.*
*** *Pour connaître le total mondial comprenant tous les pays ou régions exportateurs, se référer à la source.*

Source : **Annuaire des statistiques de l'énergie, 1987,** Nations Unies, p. 422-436

consommation d'électricité. Au cours de la même période, le Canada a été l'un des rares pays industrialisés à connaître une forte hausse de sa consommation. Étonnament, le Royaume-Uni et l'Allemagne de l'Ouest figuraient parmi les pays qui affichaient les taux d'accroissement de la consommation les plus faibles, au cours des sept dernières années.

LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Le commerce international de l'électricité procure de nombreux avantages aux consommateurs et aux services d'électricité. Les interconnexions rehaussent la rentabilité et la sécurité de l'approvisionnement en électricité, tout en abaissant le seuil de capacité installée requis pour répondre à la demande de pointe. Elles offrent aussi une souplesse d'exploitation accrue en ce sens que les services peuvent réduire leurs frais en important de l'hydro-électricité au lieu d'avoir recours aux centrales (le parc au mazout notamment) dont les coûts de production sont les plus élevés.

De par le monde, en 1987, les exportations d'électricité s'élevaient à 236 TW.h, soit 2,3 % de la production mondiale. (Voir le tableau 2.5.) Elles se sont principalement réalisées en Amérique du Nord et en Europe où les centrales productrices d'électricité sont étroitement interconnectées.

En 1987, l'Europe, l'URSS et l'Amérique du Nord représentaient 98 % des exportations mondiales

Tableau 2.7. Comparaison internationale de l'intensité* d'utilisation de l'électricité

Pays**	1960	1970	1980	1987
		(KW.h/$ US 1985)		
Norvège	1,52	1,83	1,70	1,65
Suède	0,71	0,86	1,06	1,35
Islande	0,62	1,05	1,20	1,26
Nouvelle-Zélande	0,59	0,84	1,14	1,21
Canada	**0,94**	**1,05**	**1,13**	**1,21**
Luxembourg	0,93	1,56	1,30	1,12
Finlande	0,44	0,66	0,85	1,03
Portugal	0,49	0,60	0.86	1,02
Grèce	0,24	0,50	0,74	0,91
Australie	0.39	0,55	0,70	0,78
Espagne	0,34	0,50	0,71	0,74
Turquie	0,19	0,34	0,59	0,73
Belgique	0,44	0,55	0,66	0,73
Autriche	0,52	0,58	0,62	0,66
Irlande	0,33	0,58	0,66	0,65
Alllemagne de l'Ouest	0,43	0,56	0,63	0,65
États-Unis	0,47	0,62	0,69	0,65
Royaume-Uni	0,53	0,73	0,69	0,63
France	0,35	0,42	0,54	0,60
Pays-Bas	0,30	0,45	0,54	0,56
Danemark	0,20	0,39	0,51	0,54
Italie	0,36	0,45	0,48	0,49
Suisse	0,37	0,37	0,44	0,49
Japon	0,43	0,52	0,53	0,49

* *Par intensité, on entend la consommation totale d'électricité par dollar du produit intérieur brut (PIB).*

** *En raison de données insuffisantes, le tableau ne comprend que les pays de l'OCDÉ.*

Sources : Les données sur le Produit intérieur brut réel exprimé en $ US proviennent de la publication intitulée ***Comptes nationaux, 1960-1988*** *du département de l'Économie et des Statistiques de l'OCDÉ, février 1990. Les données sur l'électricité sont tirées de divers numéros de l'****Annuaire des statistiques de l'énergie*** *des Nations Unies.*

d'électricité. Comme l'indique le tableau 2.5, le Canada, en 1987, se classait au premier rang des pays exportateurs avec 47 TW.h, soit l'équivalent de 20 % des exportations mondiales totales. Au second et troisième rang venaient respectivement la France (16 %) et l'URSS (15 %).

Pour ce qui des importations, le total mondial s'élevait à 244 TW.h, soit 2,3 % de la consommation mondiale en 1987 (voir le tableau 2.6). L'Europe, l'URSS et l'Amérique du Nord étaient de nouveau les principaux centres de commerce et affichaient 92 % des importations mondiales.

Les États-Unis étaient le principal importateur d'électricité en 1987, avec environ 47 TW.h, soit 19 % du total mondial. L'Italie (25 TW.h) et l'Allemagne de l'Ouest (22 TW.h) occupaient respectivement le deuxième et le troisième rang. Quoique premier pays importateur d'électricité, les États-Unis n'ont acheté à l'étranger que 1,7 % de leur consommation totale. Le Canada est leur premier fournisseur.

L'INTENSITÉ D'UTILISATION

Au tableau 2.7, on trouve l'intensité d'utilisation de l'électricité dans l'économie des 24 pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDÉ) de 1960 à 1987. Par intensité, on entend la consommation totale d'électricité par dollar du produit intérieur brut (PIB). Aux fins de comparaison, toutes les devises ont été converties en dollars

Tableau 2.8. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur résidentiel, janvier 1990*

Ville	Pays	Tarif résidentiel (cents US/kW.h)
Le Caire	Égypte	1,90
Calgary	**Canada**	**4,65**
Montréal	**Canada**	**4,68**
Winnipeg	**Canada**	**4,73**
Ottawa	**Canada**	**4,99**
Sydney	Australie	5,03
Vancouver	**Canada**	**5,12**
Edmonton	**Canada**	**5,41**
Fredericton	**Canada**	**6,04**
St. John's	**Canada**	**6,08**
Toronto	**Canada**	**6,16**
Regina	**Canada**	**6,30**
Halifax	**Canada**	**6,93**
Houston	États-Unis	7,74
Charlottetown	**Canada**	**8,34**
Los Angeles	États-Unis	8,59
Chicago	États-Unis	8,62
Tokyo	Japon	9,14
Stockholm	Suède	9,19
Rotterdam	Pays-Bas	10,10
Genève	Suisse	10,86
New York	États-Unis	11,01
Bruxelles	Belgique	11,09
Madrid	Espagne	12,49
Paris	France	12,78
Dusseldorf	Allemagne de l'Ouest	14,23
Rome	Italie	18,40
Sao Paulo	Brésil	18,58

* *Basé sur une consommation mensuelle de 750 kW.h.*

Sources : Les données canadiennes sur les tarifs d'électricité proviennent de la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données américaines proviennent de la Energy Information Administration, Department of Energy. Les données pour les autres pays furent obtenues suite à un sondage effectué en février 1990 par la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.

américains au prix et au taux de change de 1985. En raison de données insuffisantes, seuls les pays membres de l'OCDÉ ont été étudiés; parmi ces derniers, la Norvège affichait la plus forte intensité de consommation d'électricité, suivie de la Suède, de l'Islande, de la Nouvelle-Zélande, du Canada, du Luxembourg, de la Finlande et du Portugal. En 1987, les intensités de ces pays étaient toutes supérieures à un kilowattheure de consommation d'électricité par dollar US du PIB, alors que les intensités du Japon, de la Suisse et de l'Italie étaient moins de 0,5.

Au Canada, la forte intensité est liée à plusieurs facteurs dont notre climat plutôt froid et la localisation au pays de nombreuses industries grandes consommatrices d'électricité. De plus, depuis le premier embargo du pétrole en 1973, tous les secteurs de l'économie préfèrent, comme source d'énergie, l'électricité au mazout.

Pour ce qui est de l'intensité de la consommation dans l'ensemble des 24 pays membres de l'OCDÉ, la tendance générale était à la hausse entre 1960 et 1987, malgré quelques fluctuations enregistrées aux États-Unis, au Royaume-Uni et au Japon. De fait, depuis 1970, les intensités fléchissent graduellement au Royaume-Uni et au Japon.

Tableau 2.9. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur commercial, janvier 1990*

Ville	Pays	Tarif commercial (cents US/kW.h)
Vancouver	**Canada**	**4,97**
Winnipeg	**Canada**	**4,99**
Ottawa	**Canada**	**5,11**
Calgary	**Canada**	**5,14**
Montréal	**Canada**	**6,03**
Le Caire	Égypte	6,30
Edmonton	**Canada**	**6,35**
Fredericton	**Canada**	**6,85**
St. John's	**Canada**	**7,03**
Toronto	**Canada**	**7,09**
Charlottetown	**Canada**	**7,17**
Houston	États-Unis	7,40
Regina	**Canada**	**7,70**
Halifax	**Canada**	**8,08**
Los Angeles	États-Unis	8,28
Genève	Suisse	9,46
Stockholm	Suède	9,79
Paris	France	9,80
Chicago	États-Unis	10,06
Bruxelles	Belgique	10,53
Rotterdam	Pays-Bas	11,53
Sydney	Australie	11,54
Madrid	Espagne	12,24
Rome	Italie	14,06
Tokyo	Japon	14,21
New York	États-Unis	14,42
Sao Paulo	Brésil	15,96
Dusseldorf	Allemagne de l'Ouest	21,25

* *Basé sur un facteur de puissance de 100 kW et une consommation mensuelle de 25 000 kW.h.*

Sources : Les données canadiennes sur les tarifs d'électricité proviennent de la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données américaines proviennent de la Energy Information Administration, Department of Energy. Les données pour les autres pays furent obtenues suite à un sondage effectué en février 1990 par la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.

Table 2.10. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur industriel, janvier 1990*

Ville	Pays	Tarif industriel (cents US/kW.h)
Le Caire	Égypte	1,80
Winnipeg	**Canada**	**3,65**
Calgary	**Canada**	**3,70**
Vancouver	**Canada**	**3,75**
Montréal	**Canada**	**4,14**
Fredericton	**Canada**	**4,36**
Ottawa	**Canada**	**4,57**
Edmonton	**Canada**	**5,07**
Halifax	**Canada**	**5,28**
St. John's	**Canada**	**5,30**
Toronto	**Canada**	**5,45**
Regina	**Canada**	**5,81**
Sydney	Australie	5,93
Charlottetown	**Canada**	**6,06**
Paris	France	6,86
Genève	Suisse	6,90
Chicago	États-Unis	6,97
Houston	États-Unis	7,00
Stockholm	Suède	7,03
Los Angeles	États-Unis	7,43
Bruxelles	Belgique	8,17
Tokyo	Japon	8,46
Sao Paulo	Brésil	8,50
Rotterdam	Pays-Bas	8,50
Rome	Italie	8,88
Madrid	Espagne	9,38
New York	États-Unis	10,04
Dusseldorf	Allemagne de l'Ouest	11,62

* *Basé sur un facteur de puissance de 1 000 kW et une consommation mensuelle de 400 000 kW.h.*

Sources : Les données canadiennes sur les tarifs d'électricité proviennent de la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données américaines proviennent de la Energy Information Administration, Department of Energy. Les données pour les autres pays furent obtenues suite à un sondage effectué en février 1990 par la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.

LES TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ

Il est malaisé de comparer les tarifs d'électricité à l'échelle internationale à cause des divers barèmes tarifaires en vigueur, des niveaux de consommation et des monnaies nationales. Il n'empêche que l'on obtient un résultat satisfaisant en utilisant les tarifs moyens par kilowattheure (kW.h) dans un secteur donné, selon un certain niveau de consommation, et en les convertissant en dollars US. Dans le cas d'une conversion en dollars US, il serait préférable, pour une comparaison plus précise, d'avoir recours à la parité du pouvoir d'achat. Cependant, il est impossible d'obtenir cette parité pour certains pays à l'étude. La parité ne peut donc être prise comme élément de comparaison.

Aux tableaux 2.8, 2.9 et 2.10, on trouve les tarifs d'électricité pour 28 villes situées dans 14 pays. Les données indiquent que, dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel, les tarifs d'électricité du Canada sont hautement concurrentiels à ceux pratiqués dans les autres pays. Parce que les tarifs d'électricité sont si bas au Caire, principalement ceux des secteurs résidentiel et industriel, on croit que le gouvernement égyptien les subventionne largement.

3. LE CADRE RÉGLEMENTAIRE

LA RÉGLEMENTATION FÉDÉRALE

Les pouvoirs constitutionnels

En vertu de la Constitution canadienne, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont principalement du ressort des provinces. Le gouvernement fédéral voit uniquement au commerce international et interprovincial et à l'énergie nucléaire. C'est aux termes de l'article 91.2 de la *Loi constitutionnelle*, qu'il dispose de pouvoirs étendus en matière de commerce. Quant à l'énergie nucléaire, le gouvernement peut, en conformité avec les paragraphes 91.29 et 92.10 de la Loi, réglementer les questions que le Parlement déclare être à l'avantage de tous les Canadiens et Canadiennes.

Le droit de propriété provincial de la plupart des ressources énergétiques est conféré par l'article 109 de la *Loi constitutionnelle*, lui-même complété par l'article 92A, en vertu duquel les assemblées provinciales légifèrent le pouvoir d'aménager, de conserver et de gérer les installations et les sites compris dans leur territoire en vue de produire de l'énergie électrique. Aux termes de l'article 92A adopté en 1982, les provinces sont également habilitées à légiférer les ventes interprovinciales d'électricité, pourvu que les mesures visées soient conformes aux lois fédérales et n'entraînent aucune discrimination quant aux prix et aux quantités exportées dans les différentes parties du pays.

L'Office national de l'énergie

Instance fédérale, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a été créé en 1959, en vertu d'une loi qui lui confère le pouvoir et le mandat de conseiller le gouvernement central en matière de mise en valeur et d'utilisation des ressources énergétiques. L'Office réglemente également certains aspects du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité. Dans ce dernier domaine, la compétence judiciaire de l'Office s'étend uniquement à la délivrance de permis d'exportation et de certificats autorisant l'exploitation des lignes de transport internationales et de certaines lignes de transport interprovinciales. Par contre, l'Office n'a aucun droit de regard sur les importations d'électricité.

Le 6 septembre 1988, le gouvernement fédéral annonçait la mise en place d'une nouvelle politique en matière d'exportation d'électricité et de lignes de transport internationales. La Chambre des communes et le Sénat ont tous deux donné leur assentiment au projet de loi C-23 qui amende la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

En vertu de cette nouvelle loi, le gouvernement du Canada conserve le pouvoir d'autoriser les lignes de transport internationales et les exportations d'électricité et ce, de deux façons : (i) les permis qui ne nécessiteront pas d'audience publique ou l'approbation du gouverneur en conseil; ou (ii) les licenses (dans le cas des exportations d'électricité) et les certificats (dans le cas des lignes de transport) qui nécessiteront une audience publique et l'approbation du gouverneur en conseil.

Les autorisations seront normalement données par un permis délivré par l'Office, à moins que le gouverneur en conseil, sur l'avis de l'Office, assujettisse la demande de certificat ou de licence. Les assujettissements seront rares sauf dans les cas où la réglementation provinciale est jugée insuffisante, par exemple lorsque la province marraine ne s'est pas conformée aux procédures environnementales pertinentes du gouvernement fédéral.

Une fois qu'une demande est assujettie, l'Office tiendra une audience publique. Une licence ne sera délivrée ou un certificat émis seulement si la proposition est pleinement conforme à l'intérêt public. Le gouverneur en conseil devra également les approuver.

En vertu des amendements à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la partie III.1 prévoit la réglementation fédérale des lignes de transport internationales. Lorsque l'Office détermine si elle doit recommander au gouverneur en conseil d'assujettir une demande de certificat visant une ligne de transport, il devra tenir compte de tous les facteurs pertinents, y compris : (i) l'incidence de la ligne de transport sur les autres provinces; (ii) les répercussions environnementales de la construction et de l'exploitation de cette ligne; et (iii) toutes autres questions précisées par réglementation.

Dans ce cas, l'Office doit éviter le dédoublement de mesures prises par la réquérante et les gouvernements provinciaux intéressés. L'Office conserve le pouvoir d'autoriser un corridor général pour le passage de la ligne de transport internationale. Par contre, l'endroit précis où sera située cette ligne à l'intérieur du corridor relève des règlements provinciaux et les expropriations requises le seront en vertu des lois provinciales, sauf dans les cas où la réquérante demande d'être assujettie à la loi fédérale.

Le gouverneur en conseil peut, par ordonnance, assujettir une ligne de transport inter-provinciale précise à la réglementation visant une ligne de transport internationale. Lorsque l'énergie provenant d'une province ne fait que passer dans le réseau d'une autre province, la réglementation fédérale ne s'applique pas.

La partie IV de la nouvelle *Loi sur l'Office national de l'énergie* inclut une section II, qui prévoit la réglementation des exportations d'électricité. Une licence ou un permis auront une durée d'au plus 30 ans. Lorsqu'il détermine s'il doit recommander au gouverneur en conseil d'assujettir une demande pour une licence d'exportation, l'Office tiendra compte de tous les facteurs pertinents, y compris : (i) l'incidence de l'exportation d'électricité sur les autres provinces; (ii) si les acheteurs d'électricité pour consommation intérieure ont eu un accès équitable au marché de cette électricité offerte à l'exportation; (iii) les répercussions environnementales de ces exportations; et (iv) toutes autres questions précisées par réglementation. L'Office évitera également le dédoublement des mesures prises par la requérante et le gouvernement provincial qui la parraine.

La Commission de contrôle de l'énergie atomique

Dès la fin de la Seconde Guerre mondiale, le Canada cherchait les moyens d'encourager l'atome civil tout en prévenant l'armement nucléaire. C'est dans cet esprit que fut adoptée en 1946 la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique*.

Cette loi conférait au gouvernement du Canada tous les pouvoirs en matière de développement, d'exploitation et d'utilisation de l'énergie nucléaire et créait la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCÉA). Celle-ci, composée de cinq membres, voit à l'application et à l'exécution de la Loi, en vertu de laquelle la Commission réglemente tous les aspects de l'énergie nucléaire qui touchent la santé, la sécurité, la sûreté et l'environnement. La Commission rend compte de ses activités devant le Parlement, par l'entremise du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

La principale fonction de la Commission consiste à autoriser les installations nucléaires et toute activité reliée à l'utilisation de substances et d'équipement réglementés. Les installations nucléaires comprennent les réacteurs de puissance et de recherche, les mines et les usines d'affinage d'uranium, les usines de fabrication de combustible et d'eau lourde, les installations de gestion des déchets et les accélérateurs de particules. Sont inclus dans la catégorie des substances contrôlées l'uranium, le thorium, l'eau lourde et les radio-isotopes. Par ailleurs, la production, la transformation, la vente, l'utilisation, l'importation et l'exportation de ces substances sont susceptibles de faire l'objet d'une autorisation. Avant de délivrer un permis, la Commission s'assure que les normes appropriées de santé, de sûreté et de sécurité sont respectées.

Les pouvoirs de la Commission s'étendent également à la sécurité internationale de la technologie et des substances nucléaires. Au moyen de la délivrance de permis, il s'agit de veiller à ce que les exportations d'équipements et d'approvisionnements nucléaires ne contreviennent pas aux obligations du Canada aux termes du *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires*.

LES RÈGLEMENTS PROVINCIAUX

Rappelons qu'en vertu de la Constitution, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont du ressort des provinces. La plupart d'entres elles ont d'ailleurs adopté des règlements à ces égards et ont créé des organismes investis d'un pouvoir réglementaire de surveillance des services d'électricité; toutefois, la rigueur de leur mandat varie d'une province à l'autre. Les grandes questions les plus susceptibles d'être soumises à un examen sont la tarification et la construction de nouvelles centrales. Le cadre réglementaire de chaque province se trouve résumé

ci-dessous. La réglementation des questions environnementales est décrite au chapitre 4.

Terre-Neuve

La Newfoundland Light & Power Company (NLPC) et la Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) sont responsables devant la Newfoundland Board of Commissioners of Public Utilities (NBCPU). Cette commission réglemente dans leur totalité les tarifs et les programmes de la NLPC ainsi que la construction de nouvelles installations. Depuis 1977, en vertu de l'*Electric Power Control Act*, son autorité s'étend aux tarifs résidentiels de la NLH. Elle présente des recommandations concernant les tarifs au conseil des ministres de Terre-Neuve qui, en dernière instance, tranche la question.

Il appartient également au Cabinet d'autoriser le programme d'investissement de la NLH, qui ne peut entamer la construction de nouvelles installations sans son aval. Quant à la NLPC, elle doit faire approuver ses projets par la NBCPU, régie provinciale de l'électricité, avant toute mise en chantier.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited est assujettie aux règlements de la Public Utilities Commission of Prince Edward Island (la Commission), en vertu des dispositions de l'*Electric Power and Telephone Act*. Cette commission détermine les tarifs imposés dans la province et examine tous les projets de construction de centrales ou d'installations de transport. Si elle est d'avis que la nouvelle installation pourrait porter atteinte à l'environnement, la Commission met en branle un processus d'examen environnemental officiel, dont le détail figure au chapitre 4.

Nouvelle-Écosse

Depuis 1976, la Board of Commissioners of Public Utilities (la Commission) détient conformément à la *Public Utilities Act*, tous les pouvoirs décisionnaires en ce qui concerne les tarifs et les programmes des services publics de la province.

Les pouvoirs de la Commission portent notamment sur la mise en chantier, et les services d'électricité sont tenus de soumettre leurs projets d'équipements, qu'il s'agisse de centrales ou d'installations de transport. Dans le cadre du processus d'examen, la Commission tient des audiences publiques afin que le service puisse présenter son projet, ses coûts et les solutions de rechange. L'intervention directe du public y est permise. Au reste, il appartient à la Commission d'arrêter le sort des installations projetées.

Nouveau-Brunswick

Société d'État, Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB) rend compte au gouvernement provincial par l'entremise de son président, qui est également membre du conseil des ministres. Les tarifs et l'exploitation sont réglementés par une commission de neuf membres établie par le lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick; le président et le vice-président du service public en sont membres. Ses recommandations sont adressées au conseil des ministres, qui tranche en matière de réglementation. Chaque année, un comité de l'Assemblée législative chargé des sociétés publiques passe en revue les tarifs de l'électricité et les activités liées à l'exploitation.

Énergie NB doit obtenir l'autorisation du lieutenant-gouverneur en conseil avant de construire de nouvelles installations. Quoique détenteur du pouvoir suprême à cet égard, le lieutenant-gouverneur en conseil fonde sa décision sur la recommandation que le ministre des Affaires municipales et de l'Environnement émet au terme d'une évaluation de l'incidence environnementale. Le détail du processus d'examen environnemental figure au chapitre 4.

Québec

Au Québec, un comité de l'Assemblée nationale sur la main-d'oeuvre et l'économie étudie le plan de développement à long terme d'Hydro-Québec, qui comprend les modifications tarifaires proposées. Le comité présente sa recommandation au ministre de l'Énergie et des Ressources qui, à son tour, présente la sienne au conseil des ministres. Ainsi, toute hausse tarifaire d'Hydro-Québec doit être avalisée par le conseil des ministres.

Par ailleurs, avant de mettre en chantier de nouvelles installations, Hydro-Québec doit obtenir un décret du gouvernement provincial. Avant la prise du décret, le ministère de

l'Environnement et celui de l'Énergie et des Ressources doivent approuver l'installation projetée; d'autres ministères et organismes provinciaux sont aussi consultés.

Ontario

Société publique appartenant à la province, Ontario Hydro rend compte au gouvernement provincial par l'entremise du ministre de l'Énergie. La gestion de la société relève du conseil d'administration. Les modifications tarifaires proposées sont adressées à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO), par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, pour être évaluées lors d'audiences publiques. Toutefois, le conseil d'administration de la société publique est habilité à fixer les tarifs et peut accepter ou rejeter les recommandations formulées par la CÉO.

En ce qui a trait à son programme d'équipements et à ses installations de transport, Ontario Hydro est régie par la Commission d'enquête conjointe de la province. La Commission regroupe des membres de la Commission des évaluations environnementales et des membres de la Commission des affaires municipales de l'Ontario. La Commission d'enquête conjointe présente une recommandation au gouvernement qui, en dernière instance, donne son approbation par décret.

Manitoba

En vertu de la *Loi sur l'examen public des activités des sociétés de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci de 1988*, les modifications proposées par Hydro-Manitoba au barème tarifaire interne doivent être examinées par la Régie des services publics du Manitoba, qui effectue un examen public et rend une décision finale.

En vertu de la *Loi sur l'environnement du Manitoba de 1988*, le gouvernement provincial est également tenu d'approuver la mise en chantier d'installations de grande envergure. Les demandes sont présentées au ministre de l'Environnement qui effectue alors une évaluation environnementale en règle. Voir le chapitre 4 pour de plus amples détails.

Saskatchewan

Un conseil d'administration, dont les membres sont nommés par le gouvernement provincial, est responsable de la gestion et de l'exploitation de la Saskatchewan Power Corporation (SaskPower), société d'État. Tout projet de hausse tarifaire ou de mise en chantier de nouvelles installations de production ou de transport d'électricité doit être approuvé par le conseil d'administration, auquel siège le ministre responsable de la SaskPower.

Alberta

En ce qui a trait à l'expansion du parc de centrales et des installations de transport, à la mise en valeur de mines de charbon et aux changements apportés aux territoires desservis, la TransAlta Utilities Corporation et l'Alberta Power Limited relèvent de la compétence de l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCRÉA). Les centrales thermiques sont approuvées au moyen d'une licence délivrée sous réserve de l'aval du lieutenant-gouverneur en conseil, alors que les centrales hydrauliques exigent l'adoption d'une loi d'autorisation. Les tarifs de la TransAlta et de l'Alberta Power sont régis par l'Alberta Public Utilities Board, aux termes de la *Public Utilities Board Act de 1980*.

Service municipal, Edmonton Power relève du conseil municipal d'Edmonton, tout en étant régi par les divers organismes de réglementation de la province. Le conseil municipal réglemente la tarification et le financement du service; quant à l'OCRÉA, il s'occupe de la réglementation des nouvelles installations de production et de transport.

Les trois services publics participent au programme de partage des coûts de l'Electric Energy Marketing Agency (EEMA), organisme créé en 1982 par le gouvernement provincial dans le but de niveler les coûts de l'énergie électrique à l'échelle de la province. Aux termes des lois régissant l'EEMA, les coûts de production et de transport de l'électricité sont réglementés par la commission provinciale des

services publics, qui approuve également les prix de vente de l'électricité à l'EEMA. Celle-ci évalue les coûts des services publics et revend l'électricité à prix moyen.

Colombie-Britannique

La British Columbia Utilities Commission (BCUC) approuve tout nouveau barème tarifaire dans la province. Les importantes installations de production ou de transport d'électricité doivent être approuvées par le Cabinet provincial. Sur réception d'une demande, le gouvernement peut en saisir la BCUC qui l'examinera et fera une recommandation. Quant aux promoteurs de projets avalisés par le Cabinet, ils reçoivent un certificat (Energy Project Certificate) délivré par le gouvernement provincial.

Yukon

La Yukon Energy Corporation (YEC) et la Yukon Electrical Company Limited (YECL) sont assujetties à la réglementation de la Yukon Utility Board (la Commission) en vertu de la *Public Utilities Act de 1986*. C'est ainsi que la YEC et la YECL sont tenues de saisir la Commission de toute demande de modification de barème tarifaire et de mise en chantier. Après examen, de la demande, la Commission rend sa décision.

Territoires du Nord-Ouest

La Northwest Territories Power Corporation et la Northland Utilities Enterprises Limited sont réglementées en vertu de la *Northwest Utilities Act de 1989*. Au terme de la Loi, elles doivent faire une demande auprès de la N.W.T. Public Utilities Board afin d'obtenir la permission pour toute modification tarifaire et la construction de nouvelles installations.

4. L'ÉLECTRICITÉ ET LES PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

La plupart sinon la totalité des installations de production ou de transport d'électricité portent atteinte d'une façon ou d'une autre à l'environnement. Les centrales thermiques classiques rejettent des polluants atmosphériques, et la construction de barrages et de lignes de transport ne va pas sans perturber la flore et la faune aquatiques et terrestres des alentours. Les gouvernements, l'industrie et d'autres groupes ont reconnu le besoin d'évaluer et d'atténuer ces répercussions. À cette fin, les gouvernements fédéral et provinciaux ont mis en oeuvre des processus pour évaluer et réduire l'incidence environnementale des installations de production et de transport d'électricité.

D'une réglementation à l'autre, les caractéristiques des milieux visés et le type et l'envergure des aménagements envisagés diffèrent, mais on retrouve des similitudes importantes entre les processus qu'ont élaborés les diverses provinces pour s'assurer que le développement du parc de centrales et du réseau de transport se fasse dans les meilleures conditions de sauvegarde de l'environnement.

Dans la plupart des provinces, il incombe d'abord au promoteur (une personne, une entreprise, un organisme gouvernemental ou une société d'État) de procéder à une évaluation des répercussions environnementales. Par la suite, un organisme compétent (relevant le plus souvent du ministère responsable des affaires environnementales) est en général saisi de l'évaluation qu'il doit examiner au nom du gouvernement provincial. Dans toutes les provinces, le processus décisionnel s'effectue toujours par étape et avec circonspection. Un premier tri permet d'autoriser d'emblée les projets quotidiens, de faible envergure, n'entraînant aucune répercussion importante ou appréciable, ce qui permet de réduire au maximum les retards et les coûts. Quant à ceux dont l'incidence défavorable sur l'environnement pourrait être considérable, ils font l'objet d'un examen approfondi (souvent public et structuré). Les projets importants peuvent faire l'objet d'une audience publique tenue par une commission indépendante.

Un énoncé des incidences environnementales (ÉIE) est utilisé, dans la plupart des provinces et au gouvernement fédéral, au cours de l'examen des projets dont les répercussions pourraient être considérables. La formule et le contenu des énoncés sont, dans l'ensemble, partout pareils : (i) description du projet, (ii) analyse de la façon dont le projet portera atteinte à l'environnement et, (iii) liste des mesures d'atténuation proposées. En règle générale, le promoteur soumet l'ÉIE qui sera étudié par le ministère compétent et d'autres organismes gouvernementaux ou par une commission chargée de l'examen public.

L'ÉIE comporte habituellement une forme d'examen public, mais sa nature varie d'une province à l'autre, allant d'un strict formalisme juridique à la tenue de réunions sans caractère officiel dans les collectivités. En général, la décision finale incombe à un élu ou à un groupe d'élus, tel un ministre ou le Cabinet.

Les processus en vigueur au Canada sont présentés ci-dessous. Certains aspects sont traités plus en détail dans un rapport rédigé sous les auspices du Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement[1]. Depuis la publication de ce rapport en 1985, le Manitoba, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard ont apporté des changements majeurs qui sont indiqués dans ce chapitre. En outre, la *Environmental Assessment Act*, adoptée en Nouvelle-Écosse en 1988, a été proclamée en juillet 1989.

LE PROCESSUS FÉDÉRAL

Le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement

En décembre 1973, le Cabinet a créé le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (PFÉEE) pour s'assurer que les répercussions environnementales de tous les projets fédéraux sont évaluées dès les premières étapes de la planification. Sont visés tous les projets entrepris par des organismes fédéraux, ou encore tout projet dans lequel des sommes gouvernementales sont

[1] Couch, William J., *L'évaluation environnementale au Canada : sommaires des pratiques actuelles - 1985*, Ottawa, Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement, 1985, cat. EM 104-4/1985.

injectées ou qui met en cause une propriété fédérale ou un domaine de juridiction fédérale. Les sociétés d'État ne sont pas liées par cette décision du Cabinet, mais sont invitées à s'y soumettre. Dans le cadre du PFÉEE, il incombe aux ministères fédéraux d'évaluer leurs propres projets et d'effectuer un examen initial afin de déterminer si ces derniers auront des répercussions environnementales notables. Si l'on ne prévoit aucune incidence néfaste, le projet peut aller de l'avant, sous réserve d'une surveillance adéquate par le ministère promoteur. Les résultats de toutes ces décisions sont publiés sous forme de résumé.

Autrement, un processus d'examen officiel est mis en branle par une commission d'évaluation environnementale créée par le ministre de l'Environnement. Le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales assiste la commission dans ses travaux. Celle-ci exige que le promoteur rédige un énoncé des incidences environnementales. Si le ministre de l'Environnement et le ministre responsable du projet y consentent, la commission peut étendre son champ d'étude aux répercussions socio-économiques en général et à l'à-propos du projet.

Les interventions publiques font partie intégrante du processus d'évaluation. Ainsi, toute personne ou tout organisme qui s'intéresse à un projet peut faire valoir son point de vue devant la commission.

Après avoir évalué tous les renseignements obtenus et une fois les délibérations terminées, la commission rédige un rapport dans lequel elle fait état de ses travaux et de ses recommandations. Elle peut proposer l'annulation ou la mise en oeuvre d'un projet, parfois sous réserve de certaines conditions. Les recommandations sont présentées au ministre de l'Environnement et au ministre responsable du projet, qui doivent déterminer, (i) à qui elles s'adressent, (ii) dans quelle mesure elles doivent être incorporées aux modalités d'exécution du projet et, (iii) de quelle façon les rendre publiques. S'ils ne peuvent se mettre d'accord, les ministres peuvent saisir le Cabinet de la question.

Suite à la publication en 1987 d'une étude qui identifiait diverses modifications que le gouvernement fédéral pourrait apporter au PFÉEE[2], Le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales menait de vastes consultations auprès du public et des ministères et organismes fédéraux. Le 18 juin 1990, le projet de loi C-78, initiant une nouvelle loi canadienne sur l'évaluation environnementale, était déposé à la Chambres des communes.

LES PROCESSUS PROVINCIAUX

Colombie-Britannique

En matière d'électricité, le fondement légal du processus d'examen de la Colombie-Britannique découle, au premier chef, de l'*Utilities Commission Act de 1980*. Les grands projets énergétiques ne peuvent être entrepris tant que le promoteur n'a pas reçu un certificat (l'Energy Project Certificate ou le Certificate of Public Convenience and Necessity), ou une ordonnance ministérielle, dans lesquels sont précisées les modalités devant régir la construction et l'exploitation des installations.

Pour obtenir l'autorisation d'un projet, le promoteur doit d'abord présenter un prospectus puis une demande officielle au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières qui les transmet à l'Energy Project Coordinating Committee (EPCC). Ce comité d'orientation, présidé par le Ministre, comprend des représentants du ministère de l'Environnement et des Parcs, de la British Columbia Utilities Commission (la BCUC ou régie provinciale de l'électricité) et du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales.

La demande du promoteur doit présenter des données sur les répercussions environnementales, les stratégies de gestion des incidences, les avantages et les coûts, la surveillance et, enfin, des propositions quant aux mesures de compensation et d'atténuation. Par l'entremise de trois groupes de travail interministériels, l'EPCC examine les documents soumis et présente ses recommandations au ministre de l'Environnement et des Parcs et au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières. En général, les

[2] Environnement Canada, *Améliorer l'évaluation environnementale fédérale : un document de travail*, Ottawa, Approvisionnements et Services, Canada, 1987, 106-5/1987.

recommandations portent soit sur la tenue d'une audience publique par la BCUC, soit sur l'exemption de certaines clauses de l'*Utilities Commission Act*. Si la demande ne correspond pas à l'intérêt public, elle peut être rejetée.

Si la demande est renvoyée devant la BCUC, les deux ministres reçoivent un rapport à la fin des audiences publiques. Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières, avec l'assentiment du ministre de l'Environnement et des Parcs, annonce alors la décision du Cabinet.

Lorsqu'un service public tente d'obtenir un Energy Project Certificate, les ministres peuvent soumettre la demande à la BCUC, qui prendra une décision au terme d'un examen comportant parfois la tenue d'une audience publique. La BCUC délivre parfois directement un Certificate of Public Convenience and Necessity.

Alberta

En Alberta, le processus d'évaluation des incidences environnementales a été établi en vertu de la *Land Surface Conservation and Reclamation Act de 1973*. Aux termes de l'article 8 de la Loi, le ministre de l'Environnement peut exiger d'un promoteur la présentation d'une évaluation s'il est d'avis que l'intérêt public le justifie. Au moyen d'une ÉIE, il s'agit de fournir, au public et au gouvernement, des données permettant d'identifier au préalable les atteintes graves à l'environnement et de prévoir des mesures d'atténuation.

Le processus albertain est régi par des lignes directrices qu'est chargé de faire respecter le ministère de l'Environnement. La plupart des grands projets de mise en valeur des ressources y sont assujettis, à l'instar des principales centrales thermiques et hydrauliques. Les promoteurs de projets de moindre envergure sont tenus de soumettre les renseignements d'ordre environnemental requis pour l'obtention des autorisations. Le promoteur doit consulter le public qui, d'ailleurs, doit avoir la possibilité de prendre part à l'élaboration et à l'examen de l'ÉIE.

L'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCRÉA) et le ministère albertain de l'Environnement doivent autoriser les projets de nature énergétique. Par conséquent, ces deux organismes se concertent pour ce qui est de leurs exigences et de l'examen des demandes. Dans le cas des projets de mise en valeur énergétique, les évaluations sont déposées auprès de l'OCRÉA et du ministère de l'Environnement. L'OCRÉA peut exiger la tenue d'une audience publique. Une fois la décision de l'OCRÉA rendue, le ministère de l'Environnement délivre une licence ou un permis détaillé.

Un projet de loi sur l'évaluation environnementale, qui prévoit une période d'examen public approfondi, sera bientôt déposé à l'Assemblée législative albertaine.

Saskatchewan

En Saskatchewan, l'*Environmental Assessment Act de 1980* exige que soient évaluées les incidences environnementales des importants projets de mise en valeur. Le Cabinet peut les en exempter seulement en cas d'urgence.

Le processus provincial d'évaluation des incidences environnementales relève du ministère de l'Environnement et de la Sécurité publique; aucun projet ne peut être réalisé sans l'autorisation du Ministre. Après examen des demandes, ce ministère détermine l'à-propos d'effectuer une évaluation des incidences environnementales et, le cas échéant, en fixe la nature et la portée. Si une évaluation n'est pas requise, le projet peut aller de l'avant, sous réserve des exigences prévues par la Loi.

Dans le cas d'une évaluation, on encourage les promoteurs à entreprendre un programme de participation publique dans les plus brefs délais, afin que l'on puisse tenir compte des propos et recommandations ainsi recueillis lors de l'élaboration de l'évaluation des incidences environnementales. Le processus prévoit d'autres garanties comme une période d'au moins 30 jours pour l'examen public de l'évaluation et le pouvoir du Ministre de créer une commission d'enquête qui peut mener des audiences publiques. Il appartient au Ministre de prendre la décision finale d'accepter (conditionnellement ou non) la demande ou de la rejeter.

Manitoba

Au Manitoba, la *Loi sur l'environnement de 1988* remplace la *Loi de protection de l'environnement de 1968* et le Processus manitobain d'évaluation et d'examen en matière d'environnement établi en 1975 par une directive du Conseil des ministres.

Aux termes de la Loi, tous les projets d'aménagements ayant des incidences environnementales doivent être assujettis à un examen. Ils se voient alors accordé une licence environnementale pour aller de l'avant sauf si le type d'aménagement doit être soumis à des règlements particuliers. Dans les cas où il n'y a aucun règlement, un examen n'est pas nécessaire mais la mise en oeuvre du projet doit se conformer aux normes réglementaires.

Les activités visées par la *Loi sur l'environnement* portent le nom de " développements ", classés dans trois catégories. La catégorie 1 regroupe les développements essentiellement reliés à la pollution; la catégorie 2, les activités ayant une incidence considérable sur l'environnement en raison de facteurs autres que la pollution tels que les installations de transport. Quant à la catégorie 3, il s'agit de projets de grande envergure, comme les aménagements hydro-électriques.

Toute proposition pour un " développement " doit être versée au registre public. Ensuite, le ministère de l'Environnement doit lancer une invitation publique à soumettre des commentaires écrits. Dans le cas de propositions complexes, des lignes directrices sont élaborées pour aider les promoteurs à préparer leur évaluation environnementale. Le public peut prendre connaissance à la fois des lignes directrices et des évaluations.

Le processus d'examen et d'évaluation peut comprendre les rencontres publiques organisées par le promoteur ou les audiences publiques tenues par la Commission manitobaine de protection de l'environnement. Cette dernière a pour rôle de conseiller le Ministre et de lui soumettre ses recommandations, et de stimuler et de s'assurer de la participation de la population aux dossiers environnementaux.

Au terme du processus, il y a délivrance d'une licence environnementale dont les modalités sont propres à la proposition soumise. Autrement, des atteintes inacceptables à l'environnement sont invoquées pour rejeter la demande.

Ontario

Le ministre de l'Environnement est chargé de l'exécution de la *Loi sur l'évaluation environnementale*, qui favorise une meilleure planification en faisant participer le public et les ministères et organismes provinciaux au processus d'évaluation environnementale, de planification et d'autorisation. (En Ontario, le processus environnemental est également assujetti à la *Consolidated Hearings Act de 1981*. Pour de plus amples détails au sujet de la *Consolidated Hearings Act*, veuillez consulter la publication intitulée *Améliorer l'évaluation environnementale fédérale*[3] ou le numéro d'octobre 1987 du *Canadian Environmental Law Reports*[4].) Le gouvernement ontarien procède actuellement à une étude du processus d'évaluation environnementale et prévoit bientôt modifier la *Loi sur l'évaluation environnementale.*

Avec l'approbation du Cabinet, le ministre de l'Environnement peut exempter les promoteurs de projets des dispositions de la Loi qui régissent actuellement les activités des ministères provinciaux, des municipalités et des organismes de conservation. Quant aux propositions du secteur privé, la Loi ne s'applique qu'aux projets désignés par les règlements d'application. Il appartient au promoteur de déterminer si la Loi s'applique à son projet; dans le cas d'une réponse négative ou d'une exemption, la mise en oeuvre peut aller de l'avant. Si la Loi s'applique, le promoteur doit rédiger une évaluation environnementale, qui fera l'objet d'un examen par le ministère de l'Environnement et les organismes provinciaux et fédéraux intéressés.

Par la suite, le Ministère rédige son commentaire qui, de concert avec l'évaluation environnementale, est rendu public et soumis à une période d'examen public d'au moins trente jours. Au terme de celle-ci, le public, les analystes ou le promoteur peuvent demander à la Commission des évaluations environnementales de tenir une audience publique. Le Ministre

[3] Couch, William J., *op. cit.*
[4] *Canadian Environmental Law Reports*, New Series, Vol. 1, Part 6, October 1987.

pourra, avec l'assentiment du Cabinet, accepter ou non l'évaluation, ou autoriser ou non le projet et ce, avec ou sans conditions. Le Ministre peut soumettre sa décision d'accepter l'évaluation, ou sa décision d'autoriser le projet, ou les deux, à une audience de la Commission. Dans ce cas, la Commission doit aviser le public assez longtemps d'avance qu'elle tiendra une audience à laquelle il est invité. Le Ministre ou le Cabinet ne peut modifier la décision de la Commission que dans les 28 jours qui en suivent l'annonce, après quoi la décision a force exécutoire.

Québec

Au Québec, le processus d'évaluation environnementale diffère selon que le projet à l'étude serait réalisé dans le Sud de la province ou sur un territoire ayant fait l'objet de conventions avec les Amérindiens.

En 1978, la *Loi sur la qualité de l'environnement de 1972* a été considérablement modifiée afin de mettre en oeuvre un processus d'évaluation et d'examen des incidences sur l'environnement. En vertu des règlements d'application, ce processus ne vise que les projets devant être réalisés dans le Sud de la province. Si un projet y est assujetti, le promoteur est tenu de soumettre une évaluation au ministère de l'Environnement pour que ce dernier en fasse l'analyse de recevabilité et l'évaluation de l'acceptabilité environnementale du projet. Tous les projets font alors l'objet d'une période de consultation publique, au cours de laquelle tout résidant peut demander au ministre de l'Environnement de tenir une audience publique. Le grand public a donc la possibilité de se prononcer avant que le Conseil des ministres soit saisi du projet pour l'autoriser ou le rejeter.

Pour ce qui est du Nord québécois, le gouvernement a mis en oeuvre deux processus pour évaluer et examiner les répercussions environnementales et socio-économiques d'un projet donné. On a recours au premier processus dans le cas de projets situés dans la région de la baie James, entre le 49^{e} et le 55^{e} parallèle. Le trait distinctif de ce processus est le recours à des comités auxquels siègent toujours des représentants des Amérindiens. Ces comités conseillent le ministre de l'Environnement au cours des diverses étapes du processus d'autorisation. Au nord du 55^{e} parallèle, c'est la Commission Kativik sur la qualité de l'environnement qui est chargée de l'étude d'évaluation et qui détient le pouvoir de décision. Enchâssés dans la *Loi sur la qualité de l'environnement*, ces processus découlent de la *Convention de la Baie James et du Nord québécois* (1975) ainsi que de la *Convention du Nord-Est québécois* (1978).

Nouveau-Brunswick

Au Nouveau-Brunswick, le *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement*, adopté en juillet 1987, fournit le cadre législatif régissant la planification environnementale, notamment les possibilités d'une participation par le public. Le Règlement, qui remplace la politique d'évaluation environnementale promulguée en 1975, vise à permettre aux autorités d'identifier les répercussions d'un projet avant de décider de son sort.

En vertu du Règlement, les personnes, sociétés ou organismes privés proposant certains types de projets sont tenus d'en enregistrer les détails au bureau du ministre des Affaires municipales et de l'Environnement au début du cycle de planification. Le Ministre tente alors de déterminer si la proposition est susceptible d'avoir des répercussions environnementales considérables, notamment d'ordre socio-économique et biophysique.

S'il semble que l'incidence sera considérable, le Ministre avisera le promoteur de la nécessité de procéder à une évaluation. Le Ministère, de concert avec le promoteur, élaborera des directives préliminaires qui encadreront l'étude. Le Ministre met alors sur pied un comité de révision qui, formé de spécialistes des ministères compétents, a le mandat d'élaborer la version préliminaire des lignes directrices identifiant les principales questions d'ordre environnemental qui devront être abordées. Si le Ministre les rend publiques, les intéressés peuvent lui faire part de leurs observations par écrit.

Le principal but de l'évaluation est de prévoir les répercussions qu'aurait un projet. Les renseignements recueillis au cours de l'évaluation sont compilés dans un rapport provisoire d'étude d'impact sur l'environnement, qui sera ensuite examiné minutieusement par le comité de révision. Si, après

avoir pris conseil auprès du comité de révision, le Ministre est d'avis que le rapport répond bien aux points qu'avaient soulignés les lignes directrices, le public a la possibilité de faire des présentations au cours d'une deuxième étape plus détaillée que la première. Un résumé de l'évaluation, les observations du comité de révision et la version intégrale du rapport final sont ensuite rendus publics.

L'évaluation fait ensuite l'objet d'une rencontre publique. Par la suite, le Ministre examine l'évaluation et les observations du public, puis recommande au lieutenant- gouverneur en conseil le rejet ou l'acceptation du projet.

Nouvelle-Écosse

L'*Environment Assessment Act* régit, en Nouvelle-Écosse, le processus d'évaluation environnementale.

Le ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse, en consultation avec certains organismes gouvernementaux, est chargé de l'analyse de tous les projets qui lui sont soumis, et conseille le Ministre sur les projets pouvant altérer sérieusement l'environnement.

Après avoir reçu l'avis du Ministère et de tous les intéressés, le Ministre détermine s'il y a lieu d'effectuer une évaluation des incidences environnementales. Le cas échéant, le promoteur doit rédiger et soumettre au Ministère une version préliminaire d'une évaluation qu'étudieront les divers ministères provinciaux et organismes fédéraux visés ainsi que le public. Après quoi, le ministère de l'Environnement recommande au Ministre l'acceptation, conditionnelle ou non, du projet ou son rejet.

Le public peut participer de différentes manières au processus : en faisant parvenir ses commentaires lorsque le projet est soumis au Ministère, lorsque les lignes directrices sont publiées, ou encore lorsque l'évaluation est rendue publique. Enfin, sur la recommandation de son Ministère et en fonction des avis recueillis auprès du public, le Ministre décide si le projet peut aller de l'avant et, le cas échéant, établit les modalités.

Île-du-Prince-Édouard

L'*Environmental Protection Act de 1988* prévoit l'autorisation légale générale relative au processus d'évaluation en matière d'environnement. Elle exige que tout promoteur d'une entreprise présente une proposition écrite au ministère de l'Environnement et obtienne l'approbation écrite du Ministre avant de poursuivre son projet.

Pour ce qui est des services publics, le processus approprié est exposé dans la loi intitulée *Electric Power and Telephone Act*, qui autorise la Public Utilities Commission d'enjoindre au promoteur de respecter des directives concernant expressément son projet lors de la préparation d'une évaluation, si le projet est susceptible de porter gravement atteinte à l'environnement. La Commission envoie copie de l'évaluation au conseil exécutif qui, sur la foi des renseignements dont il dispose, peut trancher la question ou déterminer qu'il serait dans l'intérêt public de tenir des audiences publiques dans la collectivité visée. Au terme des audiences publiques, la Commission examine la preuve et fait part de sa conclusion au conseil exécutif.

Terre-Neuve

À Terre-Neuve, le processus d'évaluation environnementale relève de l'*Environmental Assessment Act de 1980;* le ministère de l'Environnement et des Terres veille à son exécution.

Tout projet susceptible de porter gravement atteinte à l'environnement doit être enregistré auprès du ministère de l'Environnement et des Terres. Le Ministre, suite à des audiences publiques et des examens interministériels du projet, détermine s'il y a lieu de tenir une évaluation des incidences environnementales. Si une évaluation n'est pas requise, le promoteur peut aller de l'avant, sous réserve de respecter les lois et règlements pertinents.

Autrement, lorsque le Ministre détermine qu'une évaluation doit être préparée, il peut commander un Rapport préliminaire d'évaluation environnementale (RPÉE). Préparé par le promoteur, le RPÉE est soumis à un examen public. Suite à l'étude du RPÉE, le Ministre détermine s'il y a lieu de procéder à une évaluation. Si elle n'est pas requise, le promoteur peut aller de l'avant, sous réserve de respecter les lois et règlements pertinents.

Si une évaluation est jugée nécessaire, le promoteur la prépare et le Ministre la soumet alors aux commentaires publics. Lorsque le public manifeste un intérêt marqué pour le dossier, le Ministre peut recommander au Cabinet la formation d'une commission d'évaluation environnementale chargée de tenir des audiences publiques. Le Ministre rend public le rapport présenté par la Commission et en soumet copie aux membres du Cabinet et leur recommande d'autoriser, conditionnellement ou non, le projet ou de le rejeter.

5. LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

L'ÉLECTRICITÉ ET LA DEMANDE PRIMAIRE ET SECONDAIRE D'ÉNERGIE

L'électricité répond à une part importante de la demande primaire et secondaire d'énergie au Canada. La demande primaire d'énergie est la quantité d'énergie à la disposition du consommateur, plus les pertes subies au cours de la conversion et l'énergie utilisée par le fournisseur. (On tient compte, notamment, des pertes subies au cours du raffinage des produits pétroliers ou de celles qui sont attribuables à l'inefficacité thermique ou mécanique de la conversion de combustibles fossiles -- charbon, mazout, gaz naturel -- en énergie thermique destinée à la production d'électricité.) Le taux de pénétration de l'électricité dans la demande totale d'énergie primaire a connu une montée régulière, passant de 29 % en 1960 à 46 % en 1989 (voir la figure 5.1). En volume, la demande d'énergie primaire consommée sous forme d'électricité a été portée de 1 153 pétajoules (PJ) en 1960 à 5 196 PJ en 1989, soit un taux de croissance annuel moyen de 5,3 %, près du double du taux de 2,6 % enregistré pendant la même période pour la demande d'énergie primaire non électrique.

La demande secondaire est l'énergie disponible, sous sa forme finale, et utilisée par le consommateur. L'électricité intervient moins pour l'énergie secondaire que pour l'énergie primaire. Comme l'indique la figure 5.2, la part de l'électricité dans la demande secondaire d'énergie est passée de 11 % en 1960 à 24 % en 1989. On estimait à 5,6 % le taux de croissance de la demande d'électricité de 1960 à 1989, en comparaison du taux de 2,3 % de la demande d'énergie secondaire non électrique.

CONSOMMATION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ

La consommation (demande) totale d'électricité englobe la production des services d'électricité et des établissements industriels ainsi que les importations nettes (importations moins exportations). Comme l'indique le tableau 5.1, la croissance de la consommation d'électricité a connu, durant les 39 dernières années, deux périodes bien distinctes : la

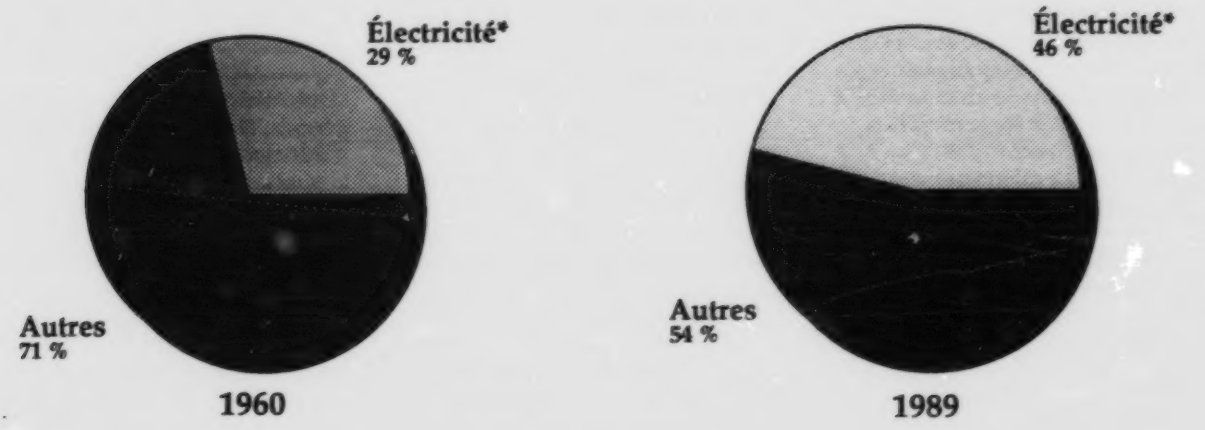
Tableau 5.1. Consommation d'électricité par province

	Consommation d'électricité (GW.h)					Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1970	1980	1988	1989*	1960-1974	1975-1989	1960-1989	1988-1989
T.-N.	1 427	4 770	8 545	10 521	10 496	11,5	3,8	7,1	0,0
Î.-P.-É.	79	250	518	691	727	1,9	4,0	8,0	5,2
N.-É.	1 733	3 706	6 814	8 910	9 268	8,7	3,5	6,0	4,0
N.-B.	1 684	4 221	8 838	12 698	13 506	10,1	5,1	7,4	6,4
Qué.	44 002	69 730	118 254	164 086	162 811	5,4	4,3	4,6	-0,8
Ont.	37 157	69 488	106 509	140 948	147 230	6,4	3,6	4,9	4,5
Man.	4 021	8 601	13 927	16 872	17 555	7,9	2,8	5,2	4,1
Sask.	2 124	5 402	9 827	13 478	13 634	9,2	4,7	6,6	1,2
Alb.	3 472	9 880	23 172	39 444	41 077	10,7	7,3	8,9	4,1
C.-B.	13 413	25 761	42 789	54 311	55 579	6,9	3,9	5,0	2,3
Yukon	89	220	381	439	440	9,3	1,6	5,7	0,2
T. N.-O.	100	308	494	550	470	10,2	0,7	5,5	-14,5
Canada	109 304	202 337	340 068	462 948	472 793	6,6	4,2	5,2	2,1

* *Données préliminaires*

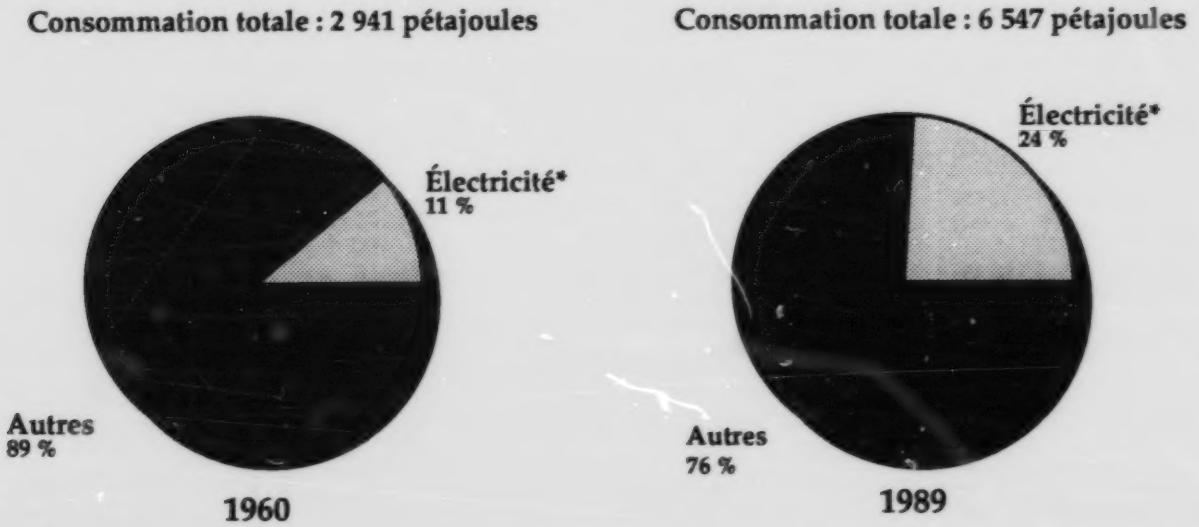
*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202***

Figure 5.1. Demande primaire d'énergie au Canada



** Taux de conversion : 10,5 mégajoules par kilowattheure*

Figure 5.2. Demande secondaire d'énergie au Canada



** Taux de conversion : 3,6 mégajoules par kilowattheure*

première période, soit de 1960 à 1974, durant laquelle la croissance a été rapide, fut suivie, de 1975 à 1989, d'une période de croissance lente. Ce brusque changement a coïncidé avec le premier choc pétrolier de 1973-1974, suite auquel ont fortement diminué les taux de croissance de la consommation des dix provinces et des territoires. Le ralentissement économique, la flambée des prix de l'énergie et les économies d'énergie sont les trois principaux facteurs qui ont contribué à cette réduction marquée de la croissance de la consommation d'électricité.

La consommation générale d'électricité au Canada n'a augmenté que de 2,1 % en 1989, soit moins de la moitié du taux de 5,3 % enregistré en 1988 et de la moyenne historique de 5,2 % atteinte au cours des années 1960-1989. Le Québec est la seule province qui a connu, en 1989, une croissance négative de sa consommation d'électricité, dû en grande partie au fait qu'Hydro-Québec a mis fin à son programme de ventes industrielles interruptibles, provoquant ainsi la réduction, dans la province, de la demande industrielle d'électricité.

En 1989, la consommation totale d'électricité au Canada se répartissait comme suit : 42 % par le secteur industriel, 28 % par le secteur résidentiel; 22 % par le secteur commercial et 8 % au chapitre des pertes subies au cours du transport et de la distribution (voir le tableau 5.2). Bien que la consommation dans le secteur commercial ait diminué de 1 % en 1989, elle a connu une forte croissance depuis 1960, en moyenne 7,5 %. Le taux de croissance moyen du secteur résidentiel, pour la même période, était de 6,7 %. Le secteur industriel a affiché la croissance la plus faible, en moyenne 3,9 % de 1960 à 1989. En 1960, le secteur industriel absorbait 60 % de la demande totale, mais sa consommation s'est contractée pour se stabiliser à près de 42 %.

Au tableau 5.3 figurent la production, les échanges et la consommation d'électricité par province et territoire en 1989. Le Québec s'est affirmé comme la

Tableau 5.2. Consommation d'électricité au Canada par secteur

	Consommation d'électricité (GW.h)					Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1970	1980	1988	1989*	1960-1974	1975-1989	1960-1989	1988-1989
Résidentiel	20 397 (19)	43 431 (21)	92 440 (27)	129 832 (28)	132 382 (28)	7,9	5,3	6,7	2,0
Commercial	12 632 (12)	44 068 (22)	75 912 (21)	105 064 (23)	104 015 (22)	12,4	3,3	7,5	-1,0
Industriel	66 353 (60)	98 450 (49)	142 247 (42)	188 715 (41)	198 573 (42)	4,3	4,3	3,9	5,2
Pertes en lignes**	9 920 (9)	16 388 (8)	32 469 (10)	39 337 (8)	37 823 (8)	6,5	2,6	4,7	-3,8
Total	109 304 (100)	202 337 (100)	340 068 (100)	462 948 (100)	472 793 (100)	6,6	4,2	5,2	2,1

* *Données préliminaires*
** *Pertes subies au cours du transport, de la distribution et énergie non-allouée.*
Les données entre parenthèses représentent le taux en pourcentage.

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202

première province productrice et consommatrice, affichant 30 % de la production canadienne et environ 34 % de la consommation totale. L'Ontario se classait deuxième avec 29 % de la production totale et 31 % de la consommation canadienne. Enfin, la Colombie-Britannique se plaçait en troisième, sa production et sa consommation affichant 12 % chacune. À la figure 5.3, on trouve la production totale d'électricité, la consommation et les échanges nets.

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR HABITANT

Au tableau 5.4 figure la consommation d'électricité par habitant pour toutes les provinces; à l'instar de la consommation totale, la tendance était à la hausse avant le choc pétrolier de 1973-1974, puis au ralentissement. Entre 1960 et 1989, la Saskatchewan affichait, par habitant, le taux de croissance annuel moyen le plus élevé (7,3 %), suivie de l'Île-du-Prince-Édouard (7,1 %), du Nouveau-Brunswick (6,7 %), de l'Alberta (6,5 %) et de Terre-Neuve (6,2 %). Toutefois, Terre-Neuve, le Québec, la Colombie-Britannique et les deux territoires ont tous connu une croissance négative de la consommation par habitant.

Au chapitre de la consommation d'électricité par habitant en 1989, le Québec devançait les autres provinces avec 24 340 kW.h par habitant, malgré le taux de croissance négative de sa consommation. L'Î.-P.-É. est dernière avec 5 592 kW.h par tête. Le taux du Québec était de 35 % supérieur à la moyenne nationale et celui de l'Î.-P.-É., de 69 % inférieur.

L'ÉQUIPEMENT MÉNAGER

Comme on l'a noté ci-dessus, la consommation d'électricité dans le secteur résidentiel a augmenté régulièrement. Outre les facteurs économiques, le profil changeant des ménages canadiens et les nouveaux appareils dont ils sont dotés ont également une forte incidence sur la consommation. Le tableau 5.5 présente le profil

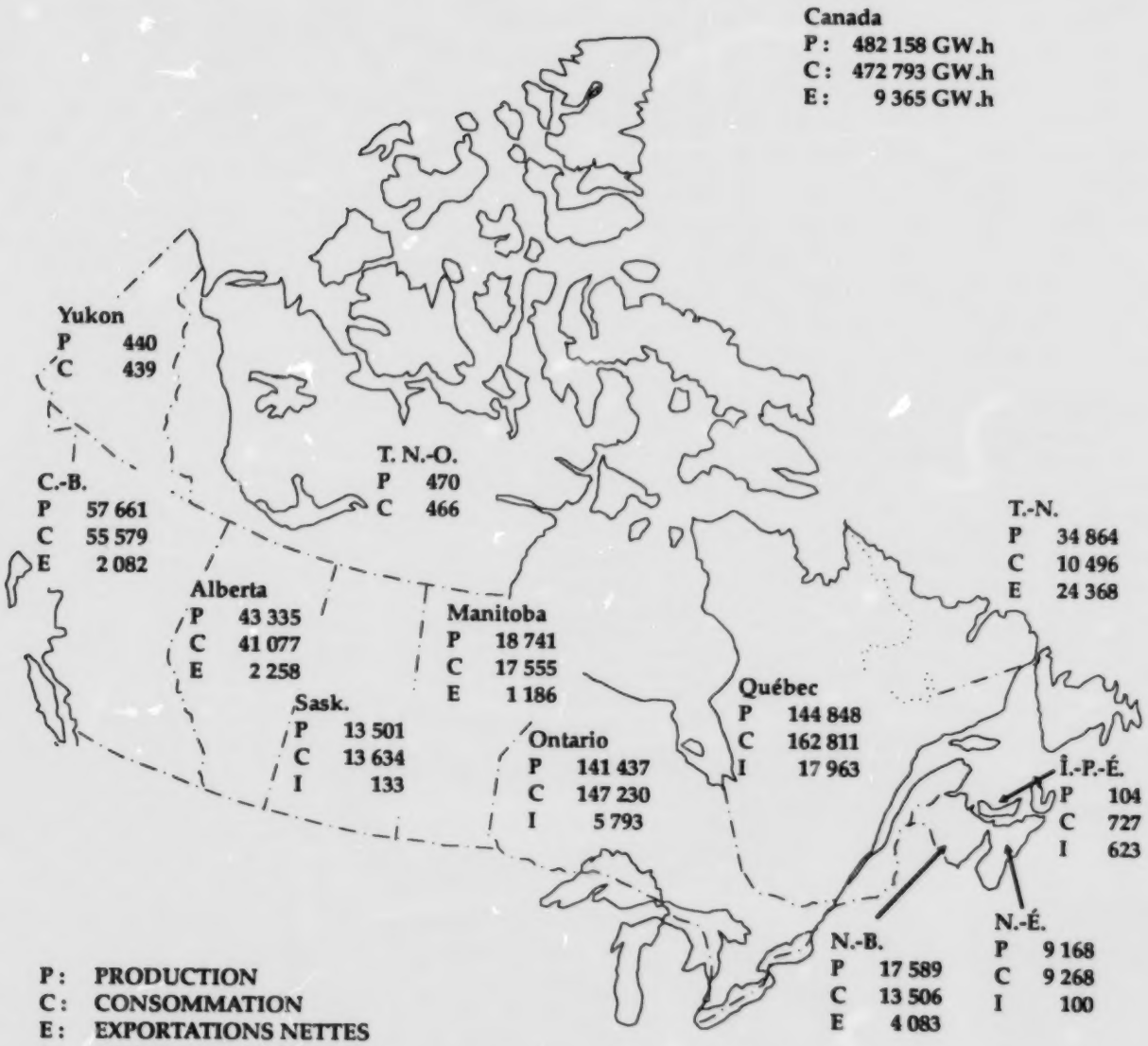
Tableau 5.3. Production et consommation d'électricité par province, 1989

	Production	Importations		Exportations		Consommation
		Provinces	É.-U.*	Provinces	É.-U.*	
			(GW.h)			
T.-N.	34 864	24 368	0	0	0	10 496
Î.-P.-É.	104	0	0	623	0	727
N.-É.	9 168	341	0	441	0	9 268
N.-B.	17 589	2 014	4 640	2 308	263	13 506
Qué.	144 848	2 999	5 437	25 397	1 002	162 811
Ont.	141 437	91	4 314	2 335	7 863	147 230
Man.	18 741	2 474	1 284	1 126	1 446	17 555
Sask.	13 501	1 130	72	1 213	122	13 634
Alb.	43 335	2 519	0	258	3	41 077
C.-B.	57 661	242	6 341	2 477	2 024	55 579
Yukon	440	0	0	0	0	440
T. N.-O.	470	0	0	0	0	470
Canada	482 158	36 178	22 088	36 178	12 723	472 793

* *Échanges compris*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 5.3. Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1989 (en GW.h)



des ménages et l'équipement ménager par province en 1989.

Depuis dix ans, le nombre de ménages canadiens est passé de 7,6 millions en 1979 à environ 9,5 millions en 1989, une augmentation nette de 1,9 million. Toutefois, le nombre moyen de personnes par ménage a diminué de 2,96 à 2,67 personnes, au cours de la même période.

Le nombre d'habitations chauffées à l'électricité a régulièrement augmenté, passant de 18 % des foyers en 1979 à 24,6 % en 1989; le nombre de climatiseurs est passé de 16,5 % à 24,6 %; les lave-vaisselle de 26,3 % à 42,5 %; et les fours micro-ondes de seulement 4,7 % en 1979 à 63,4 % en 1989. Le nombre de lave-linge a légèrement augmenté au cours de la même période, alors que celui des réfrigérateurs s'est stabilisé.

CROISSANCE ÉCONOMIQUE ET CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Bon nombre de facteurs influent sur la consommation d'électricité : l'activité économique, les phénomènes démographiques, les tarifs, le prix des autres ressources énergétiques, les modifications aux politiques d'économies d'énergie, les changements technologiques et le climat. Cependant l'activité économique d'ensemble (telle que mesurée par le produit intérieur brut ou PIB) est la variable la plus importante. La figure 5.4 démontre l'évolution parallèle du PIB par habitant et de la consommation d'électricité par habitant. Bien que le parallélisme entre la croissance économique du Canada et la consommation d'électricité se soit atténué entre 1979 et 1983, il s'est raffermi depuis 1984.

DEMANDE DE POINTE

La demande de pointe est la charge (en kilowatts) maximale, nette et moyenne, consommée par un réseau pendant une période d'une heure. Pour l'ensemble du Canada (voir le tableau 5.6), la demande de pointe est passée de 17 264 MW en 1960 à 81 466 MW en 1989, soit un taux de croissance annuel moyen de 5,5 %[1]. À titre de comparaison, signalons qu'au cours de la même période, la consommation totale connaissait un accroissement annuel moyen de 5,3 %. En 1989, la demande de pointe a gagné 4,4 % au Canada. La Colombie-Britannique a été la seule province qui a connu une croissance négative en 1989, suite à sa forte croissance l'année précédente.

(Avant 1987, *L'Énergie électrique au Canada* indiquait la demande de pointe selon l'année civile qui, toutefois, à compter de 1987, a été remplacée par la demande de pointe hivernale, de novembre à février. Nous avons procédé à ce changement afin que notre période à l'étude corresponde à celle des services d'électricité.)

[1] La demande de pointe au Canada est l'ensemble des demandes de pointe à travers le pays et qui, évidemment, ne coïncident pas, ou encore, la somme arithmétique des demandes de pointe provinciales peu importe la période.

FACTEUR DE CHARGE

Le facteur de charge est le rapport entre la demande moyenne et la demande de pointe pendant une période donnée. Plus précisément, il s'agit de la demande (exprimée en kilowattheures) divisée par le produit du nombre d'heures de cette période, et multipliée par la demande de pointe en kilowatts. (On obtient le taux annuel moyen en divisant la consommation annuelle d'énergie par 8 760, soit le nombre d'heures dans une année.)

Comme l'indique le tableau 5.7, le facteur de charge est en régression depuis 1960 dans l'ensemble de l'industrie de l'électricité car la demande de pointe s'est accrue plus rapidement que la consommation (5,5 % contre 5,2 %). En 1960, le facteur de charge de l'industrie était de 72,3 %, mais, en 1985, il avait régressé à 65,1 %. Il s'est élevé légèrement à 67,8 % en 1988, pour retomber à 66,3 % en 1989. Depuis 1960, les provinces dotées de centrales thermiques (la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, l'Ontario, la Saskatchewan et l'Alberta) ont toutes démontré une amélioration de leur facteur de charge.

Tableau 5.4. Provinces : consommation d'électricité par habitant

	Consommation par habitant (kW.h/habitant)					Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1970	1980	1988	1989	1960-1974	1975-1989	1960-1989	1988-1989
T.-N.	3 184	9 226	14 758	18 523	18 414	10,1	3,6	6,2	-0,6
Î.-P.-É.	765	2 273	4 177	5 357	5 592	11,1	3,2	7,1	4,4
N.-É.	2 385	4 739	7 988	10 102	10 449	7,9	3,0	5,2	3,4
N.-B.	2 864	6 732	14 850	17 784	18 811	9,2	4,6	6,7	5,8
Qué.	8 565	11 597	18 735	24 722	24 340	4,1	3,7	3,7	-1,6
Ont.	6 086	9 203	12 422	963	15 391	4,3	2,5	3,3	2,9
Man.	4 932	8 750	13 521	15 579	16 195	6,3	2,3	4,2	4,0
Sask.	1 750	5 741	10 131	13 318	13 553	11,6	3,9	7,3	1,8
Alb.	2 695	6 194	11 135	16 476	16 911	8,4	5,0	6,5	2,6
C.-B.	8 386	12 124	16 220	18 207	18 193	3,9	2,2	2,7	-0,1
Yukon	4 589	11 957	17 085	17 352	17 323	8,7	0,3	4,7	-0,2
T. N.-O.	5 304	8 851	11 052	10 516	8 802	3,5	-1,1	1,8	-16,3
Canada	6 184	9 501	13 112	17 876	18 036	4,9	3,1	3,8	0,9

Source : Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 5.5. Profil et équipement des ménages canadiens, 1989

	Canada	T.-N.	Î.-P.-É.	N.-É.	N.-B	Qué.	Ont.	Man.	Sask.	Alb.	C.-B.
Nombre de ménages (000)	9 477	167	44	309	242	2 511	3 408	383	358	865	1 189
Nombre moyen de personnes par ménage	2,67	3,35	2,85	2,78	2,88	2,59	2,74	2,66	2,67	2,70	2,47
Maisons unifamiliales, y compris maisons mobiles (%)	67,6	90,4	81,8	78,6	81,4	50,5	70,6	75,2	83,0	76,1	72,4
Électricité pour le chauffage intérieur (%)	33,2	41,9	2,3	21,0	49,6	68,1	20,6	33,7	4,7	0,8	27,2
Appareils de climatisation (%)	24,6	-	-	2,6	5,8	14,7	43,8	43,9	31,0	8,6	7,4
Électricité pour la cuisson (%)	94,3	94,6	84,1	88,7	95,9	97,5	92,8	97,7	96,6	91,6	93,2
Fours à micro-ondes (%)	63,4	52,1	47,7	62,5	59,9	59,6	64,5	65,8	71,2	71,8	62,2
Réfrigérateurs (%)	99,4	98,2	100,0	100,0	99,6	99,0	99,7	99,0	99,7	99,5	99,5
Congélateurs (%)	58,3	74,3	61,4	64,4	68,2	45,4	59,8	67,9	78,8	67,9	59,0
Lave-vaisselles automatiques (%)	42,5	19,8	22,7	29,4	30,6	43,1	39,7	39,7	44,4	56,0	49,8
Laveuse électrique (%)	78,1	90,4	81,8	81,6	87,2	84,3	73,1	76,2	83,5	78,8	72,8

Source : L'équipement ménager, Statistique Canada, n° de catalogue 64-202

Tableau 5.6. Demande de pointe par province

	Demande de pointe (MW)					Taux de croissance annuel moyen (%)	
	1960	1970	1980	1988	1989*	1960-1989	1988-1989
						(%)	
T.-N.	245	763	1 538	1 788	1 884	7,3	5,4
Î.-P.-É.	21	55	104	121	127	6,4	5,0
N.-É.	356	814	1 197	1 560	1 627	5,4	4,3
N.-B.	319	726	1 699	2 310	2 542	7,4	10,0
Qué.	5 871	11 127	20 680	27 718	29 525	5,7	6,5
Ont.	6 391	12 048	17 767	23 778	24 300	4,7	2,2
Man.	772	1 565	2 681	3 388	3 589	5,4	5,9
Sask.	418	1 028	2 085	2 295	2 471	6,3	7,7
Alb.	714	1 894	3 879	5 668	6 079	7,7	7,3
C.-B.	2 123	4 492	7 384	9 200	9 133	5,2	-0,7
Yukon	19	39	75	74	81	5,1	9,5
T. N.-O.	15	41	81	100	108	7,0	8,0
Canada	17 264	34 592	59 170	78 000	81 466	5,5	4,4

* *Données préliminaires*

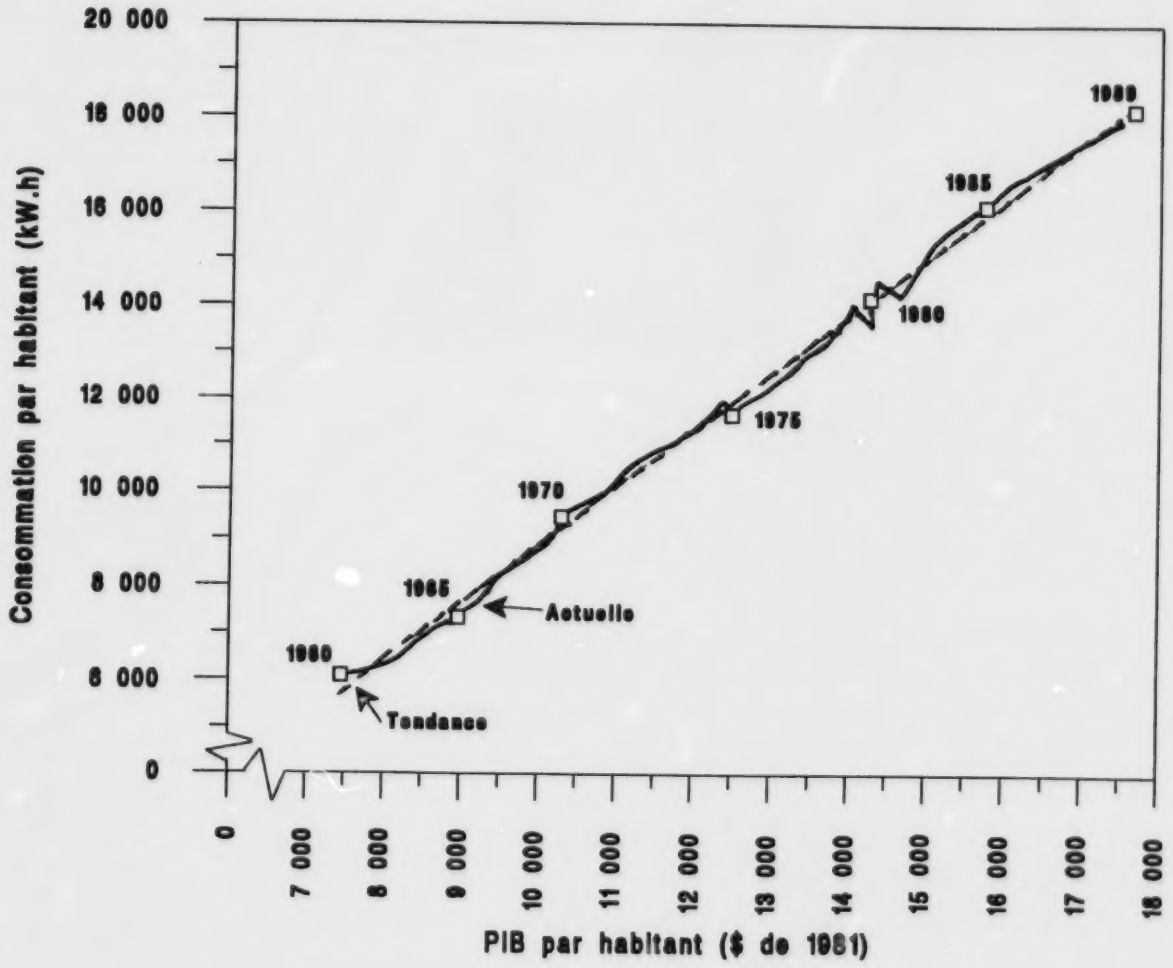
*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume I, Statistique Canada, n° de catalogue 57-204***

Tableau 5.7. Facteur de charge par province

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1988	1989
T.-N.	66,5	72,6	71,4	68,7	65,3	64,5	67,2	63,6
Î.-P.-É.	66,4	65,4	65,8	65,4	68,4	64,9	65,2	65,3
N-É.	59,5	66,4	62,7	58,4	59,3	62,0	65,2	65,0
N.-B.	58,0	60,3	60,0	62,2	53,8	62,5	62,8	60,7
Qué.	85,6	72,5	71,5	67,9	65,3	64,5	67,6	62,9
Ont.	66,4	65,4	65,8	65,4	68,4	64,9	67,7	69,2
Man.	59,5	66,4	62,7	58,4	59,3	62,0	56,8	55,8
Sask.	58,0	60,3	60,0	62,2	53,8	62,5	67,0	63,0
Alb.	55,5	57,1	59,6	64,2	68,2	72,3	79,4	77,1
C.-B.	72,1	71,6	65,5	64,4	66,2	66,1	67,4	69,5
Yukon	53,5	77,8	64,4	60,9	58,0	54,3	67,7	62,0
T. N.-O.	76,1	58,6	85,8	71,3	69,6	70,6	62,8	49,7
Canada	72,3	68,1	66,8	65,7	65,6	65,1	67,8	66,3

Sources : D'après les tableaux 5.1 et 5.6

Figure 5.4. Progression de la demande d'électricité en regard du PIB, 1960-1989



6. LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

LES SOURCES DE PRODUCTION

L'industrie canadienne de l'électricité, née au cours des années 1880, a d'abord fait appel à des centrales thermiques produisant de la vapeur. Il s'agissait à l'époque de pourvoir à l'éclairage des rues et des maisons. Au tournant de la décennie et au cours des années 1890, l'invention et le perfectionnement du moteur électrique ont bouleversé l'industrie qui, en plus de la demande nocturne à des fins d'éclairage, fut appelée à faire tourner ses centrales 24 heures par jour pour répondre aux besoins de l'industrie et des transports (tramways). Après quoi, l'hydro-électricité a rapidement gagné du terrain, vu l'abondance de nos richesses hydrauliques. Tant et si bien qu'en 1920, le taux de pénétration de l'hydro-électricité atteignait 97 % de la production totale du Canada, mais il se mit à glisser pour atteindre 95 % en 1950, puis 92 % vers la fin des années 1960. Le recul, toujours plus marqué, l'a ramené à 60 % en 1989. (Voir le tableau 6.1 et la figure 6.2.)

Quoique les centrales thermiques classiques, surtout les centrales au charbon, aient joué un rôle depuis les débuts de l'industrie de l'électricité, leur part de la production totale n'a pas beaucoup augmenté au fil des ans, conséquence de coûts de production élevés. Cependant, les années 1960 et 1970 marquent un tournant : les centrales thermiques devenaient concurrentielles à mesure que la plupart des sites hydrauliques rentables étaient aménagés.

Entre 1950 et 1974, les taux de croissance des prix réels des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) étaient négatifs, ce qui a incité bon nombre de services d'électricité à envisager la construction de centrales thermiques. Comme l'indique le tableau 6.1, le taux de pénétration de l'électricité thermique n'était que de 7 % en 1960; il a bondi à 23 % en 1970, pour atteindre 25 % en 1974, année record. Suite au choc pétrolier de 1973-1974, les prix des combustibles fossiles montent en flèche, en moyenne de plus de 15 % de 1975 à 1985. En conséquence, l'apport de l'électricité thermique recule à 22 % en 1980, puis à 20 % en 1985. Avec la chute des prix du pétrole en 1986, la production thermique redevient rentable et sa part remonte à 25 % vers la fin de 1989.

Au Canada, l'électronucléaire voit le jour lors de la mise en service, en 1962, de la centrale nucléaire de Rolphton de 25 MW. En 1968, la centrale de 220 MW de Douglas Point en Ontario, propriété de L'Énergie atomique Canada ltée, entrait en fonction.

Tableau 6.1. Sources de production d'électricité

Origine	Production d'électricité					Taux de croissance annuel moyen	
	1960	1970	1980	1988	1989	1960-1989	1988-1989
	(GW.h)					(%)	
Hydraulique	105 883	156 709	251 217	304 486	287 623	3,5	-5,5
Thermique	8 495	47 045	80 207	107 988	119 159	9,5	10,3
Nucléaire*	-	969	35 882	78 176	75 350	-	-3,6
Marémotrice**	-	-	-	22	26	-	18,2
Total	114 378	204 723	367 306	490 672	482 158	5,1	-1,7

* *Mise en exploitation commerciale en 1968.*
** *Mise en exploitation commerciale en 1984.*

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202***

Figure 6.1. Répartition par province des principales centrales, 1989 (en MW)

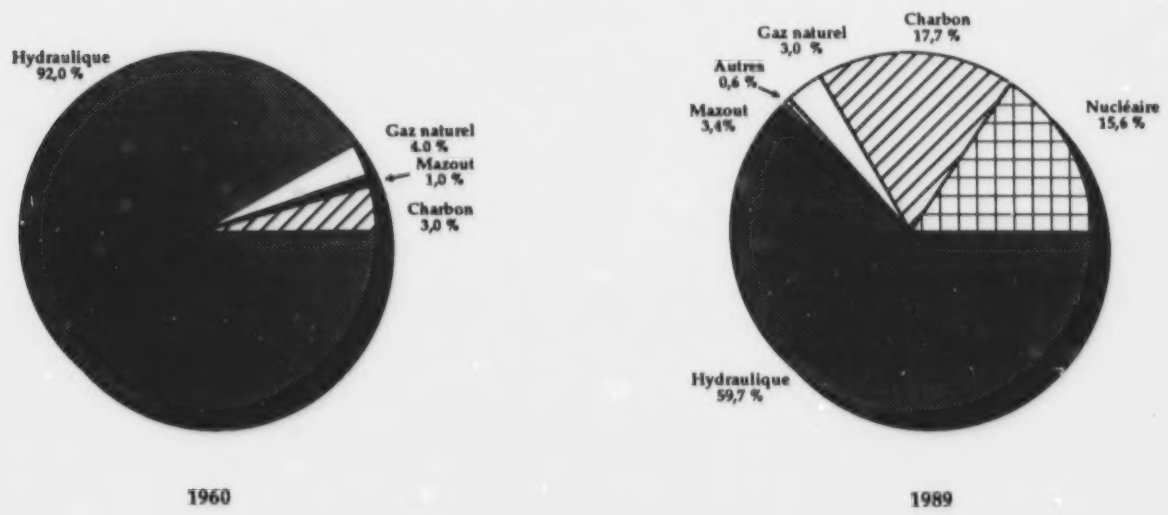
Au cours des années 1970, l'électronucléaire s'est imposée comme une importante source d'électricité au Canada et, en 1975, elle représentait 4 % de la production totale. La puissance nucléaire provenait surtout des quatre unités de la centrale de Pickering (Ontario) qui furent terminées entre 1971 et 1973. En 1980, le taux de pénétration de l'électronucléaire a atteint 10 % au pays avec l'entrée en service successive des quatres unités de la centrale de Bruce (Ontario).

En 1985, l'apport de l'électronucléaire atteignait 13 % de la production totale du pays. Entre 1980 et 1985, sept nouvelles centrales nucléaires ont été mises en service : Gentilly 2, au Québec; Point Lepreau au Nouveau-Brunswick; et, en Ontario, les unités 5, 6 et 7 de la centrale de Pickering et les unités 5 et 6 de la centrale de Bruce. Avec la mise en service en 1986 et 1987 des unités 8 de Pickering, 7 et 8 de Bruce, la part du nucléaire dans la production d'électricité totale du Canada s'est élevée à 16 % en 1989.

Jusqu'à présent, l'énergie marémotrice ne joue qu'un rôle insignifiant dans la production d'électricité au Canada, mais il est bon de savoir que l'usine marémotrice d'Annapolis (Nouvelle-Écosse), d'une capacité de 20 MW, est la première du genre en Amérique du Nord. Depuis sa mise en service en 1984, l'usine fonctionne sans problèmes majeurs bien qu'elle demande beaucoup plus d'entretien que les centrales hydrauliques classiques.

La production d'électricité au Canada a reculé de 1,7 % en 1989, pour se situer à 482 158 GW.h. Le recul est attribuable principalement à la faible hydraulicité au Labrador et au Québec, ainsi qu'à la faiblesse des marchés à l'exportation du Nord-Ouest des États-Unis et de la Californie qui a eu pour effet de réduire la production destinée à l'exportation de B.C. Hydro. En 1989, la production totale d'électricité au Canada était répartie comme suit : 460 069 GW.h pour la consommation intérieure et 22 089 GW.h à l'exportation. Aux tableaux 6.1 et 6.2 sont présentées

Figure 6.2. Production d'électricité par source



les sources de production, et la figure 6.1 indique les principales centrales de chaque province.

Entre 1960 et 1989, l'apport de l'hydro-électricité a chuté de 92 % à 60 % (voir figure 6.2). De même, la production d'électricité à partir du gaz naturel était en régression : de 4 % en 1960, elle n'était plus que de 3 % en 1989. Au cours de la même période, la production à partir de mazout s'est légèrement accrue, passant de 1 % à 3,4 %. Suite au premier choc pétrolier de 1973-1974, les services d'électricité se sont détournés du gaz naturel et du mazout pour la production d'électricité de base. Toutefois, tel que noté ci-dessus, la chute des prix du pétrole de 1986 a eu pour effet de rendre plus rentable la production d'électricité à partir du pétrole, du moins depuis ce temps.

La production nucléaire enregistrait les gains les plus spectaculaires, passant de zéro en 1960 à environ 16 % de la production totale d'électricité en 1989. Quant à la production à partir de charbon, sa part est passée de 3% à 18 % durant la même période. C'est l'hydro-électricité qui en a fait les frais. Depuis 1960, sa part de la production totale a considérablement diminué du fait que la plupart des aménagements hydrauliques rentables du pays sont exploités et que l'uranium et le charbon sont relativement peu coûteux.

Au tableau 6.2, on trouve la production d'électricité par source en 1989. À Terre-Neuve, au Québec, au Manitoba, en Colombie-Britannique et au Yukon, plus de 88 % de la production d'électricité était d'origine hydraulique. En Alberta, près de 79 % de la production totale provenait de centrales au charbon. En Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse, cette proportion atteignait 73 % et 60 %, respectivement. En Ontario, la production provenant de centrales nucléaires, hydrauliques et au charbon s'équilibre alors qu'au Nouveau-Brunswick, la production provinciale provient à la fois de centrales nucléaires, hydrauliques, au charbon et au mazout.

Tableau 6.2. Production d'électricité par source, 1989

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique	Autre	Total
				(GW.h)			
T.-N.	0	2 032	0	0	32 832	0	34 864
Î.-P.-É.*	129	104	0	0	0	0	233
N.-É.	5 481	2 589	0	0	939	159	9 168
N.-B.	1 629	7 932	0	5 269	2 361	269	17 460
Qué.	0	1 619	0	4 820	138 409	0	144 848
Ont.	34 020	1 455	1 793	65 261	38 625	283	141 437
Man.	378	0	9	0	18 300	54	18 741
Sask.	9 797	14	656	0	2 832	202	13 501
Alb.	34 146	120	6 899	0	1 598	572	43 335
C.-B.	0	303	4 977	0	51 088	1 293	57 661
Yukon	0	35	0	0	405	0	440
T. N.-O.	0	210	0	0	260	0	470
Canada	85 580	16 413	14 334	75 350	287 649	2 832	482 158

** Î.-P.-É. détient des titres de participation (10 %) dans le groupe 2 de la centrale au charbon de Dalhousie au Nouveau-Brunswick.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

L'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick sont les seules provinces à posséder des centrales nucléaires. En 1989, le taux de pénétration de l'électricité d'origine nucléaire était de 46 % en Ontario, de 30 % au Nouveau-Brunswick et de 3 % au Québec. Le gaz naturel, lui, est surtout utilisé par des industries qui s'auto-alimentent. À l'exception de Terre-Neuve, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, les centrales au mazout fonctionnent surtout comme groupes de pointe.

PRODUCTION PAR PROVINCE

On trouvera au tableau 6.3 la ventilation par province de la production d'électricité entre 1960 et 1989 ainsi que les taux d'accroissement observés de 1988 à 1989 et au cours de la période 1960-1989. Pour ce qui est du taux d'accroissement annuel moyen, Terre-Neuve arrive au premier rang avec 11,4 %, résultat qu'il faut surtout attribuer à la mise en service de la centrale de Churchill Falls (5 429 MW) au Labrador en 1974. Plus de 90 % de l'électricité qui y est produite est destinée au Québec en vertu d'un contrat qui prend fin en 2041.

Entre 1960 et 1989, la production de l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) a connu d'importantes fluctuations. L'Î.-P.-É. possède des centrales de dimensions relativement faibles dont l'exploitation est dispendieuse du fait qu'elles consomment du mazout. En 1977, une interconnexion lui permettant d'acheter de l'énergie au Nouveau-Brunswick a été mise en service. L'Î.-P.-É. a acquis en 1981 une participation de 10 % dans la centrale mixte de 200 MW (mazout/charbon) de Dalhousie (N.-B.). Grâce à ces deux mesures (interconnexion et propriété conjointe), l'Î.-P.-É. a eu moins souvent recours à ses propres centrales au mazout.

En 1989, la production d'électricité à Terre-Neuve et au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique et dans les Territoires du Nord-Ouest a connu une croissance négative (voir le tableau 6.3). À Terre-Neuve et au Québec, la faible hydraulicité en était responsable; en Ontario, le mauvais rendement des centrales

Tableau 6.3. Production d'électricité par province

	Production d'électricité					Taux de croissance annuel moyen	
	1960	1970	1980	1988	1989	1960-1989	1988-1989
			(GW.h)			(%)	
T.-N.	1 512	4 854	46 374	41 248	34 864	11,4	-15,5
Î.-P.-É	79	250	127	218	233	3,8	6,9
N.-É.	1 814	3 511	6 868	8 890	9 168	5,7	3,1
N.-B.	1 738	5 142	9 323	15 799	17 460	8,3	10,5
Qué.	50 433	75 877	97 917	149 762	144 848	3,7	-3,3
Ont.	35 815	63 857	110 283	143 024	141 437	4,9	-1,1
Man.	3 742	8 449	19 468	16 316	18 741	5,7	14,9
Sask.	2 204	6 011	9 204	12 959	13 501	6,5	4,2
Alb.	3 443	10 035	23 451	40 321	43 335	9,1	7,5
C.-B.	13 409	26 209	43 416	61 146	57 661	5,2	-5,7
Yukon	89	224	381	439	440	5,7	0,2
T. N.-O.	100	304	494	550	470	5,5	-14,6
Canada	114 378	204 723	367 306	490 672	482 158	5,1	-1,7

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202*

Tableau 6.4. Sources utilisées pour produire de l'électricité au Canada

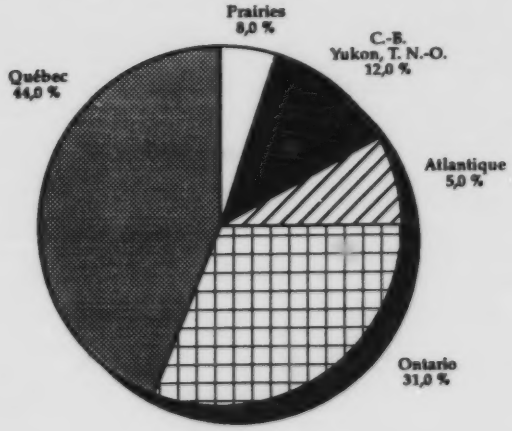
	1960	1970	1980	1988	1989*
Charbon (10^3 tonnes)	1 674	13 786	27 785	47 442	47 341
Pétrole (10^3 mètres cubes)	328	1 869	2 867	2 830	4 410
Gaz naturel (10^6 mètres cubes)	1 069	1 992	1 875	3 287	5 247
Uranium (tonnes)	0	16	685	1 361	1 284

* *Données préliminaires*

*Source : **Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202***

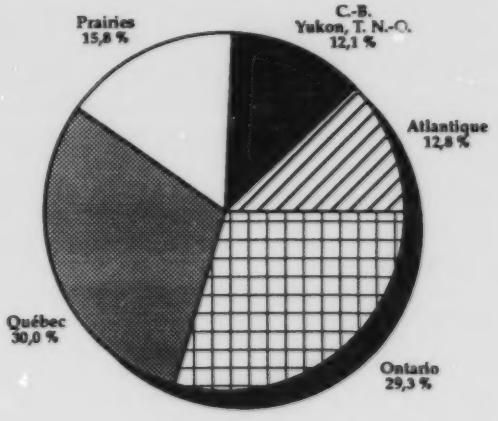
Figure 6.3. Production d'électricité par région

Production totale : 114 378 GW.h



1960

Production totale : 482 158 GW.h



1989

nucléaires; et en Colombie-Britiannique, la faiblesse des marchés à l'exportation vers les États-Unis. Pour ce qui est des Territoires du Nord-Ouest, la réduction s'explique principalement par des données insuffisantes pour 1989.

À la figure 6.3 est illustrée la production d'électricité par région. Le Québec est le premier producteur canadien depuis 1960, mais sa part du total, en baisse, est passée de 44 % en 1960 à 30 % en 1989. L'Ontario occupait le deuxième rang avec 29 % en 1989 (même pourcentage qu'en 1988) contre 31 % en 1960.

La Colombie-Britannique conserve le troisième rang avec 12 % de la production totale au Canada. Les taux d'accroissement de la production d'électricité pour Terre-Neuve, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba, la Saskatchewan et l'Alberta surpassaient tous ceux du Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique au cours des années 1960 à 1989. Les parts de production d'électricité des provinces de l'Atlantique et de l'Ouest augmentent donc au détriment des trois premières provinces.

CONSOMMATION DE COMBUSTIBLES FOSSILES

En raison du développement rapide du parc de centrales au charbon au cours des années 1960 et 1970, la consommation de charbon était d'environ dix fois plus élevée en 1960 qu'en 1975; au cours de la décennie suivante, elle a plus que doublé. Toutefois, depuis quelques années, la quantité de charbon utilisée pour produire de l'électricité s'est stabilisée à environ 47 millions de tonnes, conséquence des préoccupations environnementales.

Tableau 6.5. Combustibles fossiles utilisés par les services d'électricité de chaque province et territoire, 1989

	Charbon (10^3 tonnes)	Mazout (m^3)	Gaz naturel (10^6 m^3)	Uranium (tonnes)
T.-N.	0	903 041	0	0
Î.-P.-É.	51	41 900	0	0
N.-É.	2 141	638 051	0	0
N.-B.	701	1 853 114	0	100
Qué.	0	484 330	0	91
Ont.	14 273	374 632	1 141	1 093
Man.	323	6	8	0
Sask.	8 681	2 801	240	0
Alb.	21 171	30	2 548	0
C.-B.	0	35 085	1 296	0
Yukon	0	9 588	0	0
T. N.-O.	0	67 005	14	0
Canada	47 341	4 409 583	5 247	1 284

Note : 1 m^3 mazout = 6,3 barils Un baril de mazout représente 5 800 000 Btu.
1 m^3 gaz = 35,5 pi^3 Un pied cube de gaz naturel représente 1 000 Btu.
1 tonne = 1000 kg Un gramme d'uranium représente 603 825 Btu.

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Pour ce qui est de la production d'électricité à partir de gaz naturel et de mazout, elle a atteint un sommet entre le milieu des années 1970 et 1980. Depuis lors, on observe un repli prononcé. Toutefois, suite à l'effondrement du cours mondial du pétrole, la situation s'est rétablie et il est de nouveau rentable pour les services d'électricité d'utiliser le mazout et le gaz naturel pour la production d'électricité (voir le tableau 6.4). En 1989, Terre-Neuve, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, le Québec et l'Ontario ont tous augmenté leur recours au mazout pour la production d'électricité. La Colombie-Britannique a fait de même avec le gaz naturel quand B.C. Hydro a remis en service sa centrale au gaz naturel de 913 MW dans le but d'exporter sa production.

La quantité de gaz naturel requis par B.C. Hydro a bondi d'un coup, passant de 22 millions de mètres cubes en 1988 à 1 174 millions de mètres cubes en 1989. En Alberta, les services d'électricité ont eux aussi augmenté leur utilisation de gaz naturel à des fins de production (voir le tableau 6.5). Grâce à la croissance de la capacité nucléaire depuis 1970, l'utilisation de l'uranium a augmenté radicalement au Canada, particulièrement en Ontario.

En 1989, les provinces situées à l'ouest du Québec ont continué d'alimenter des turbines à gaz et des groupes diesel à même les réserves canadiennes de pétrole, surtout du mazout léger et du diesel. Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, du diesel canadien a été utilisé pour alimenter les groupes électrogènes desservant les petites collectivités éloignées. Mais le pétrole consommé au Québec et dans les provinces atlantiques provenait de l'étranger.

En 1989, près de 62 % du charbon consommé en Ontario était importé des États-Unis, le reste provenant de l'Ouest canadien. Le Manitoba était tributaire du charbon de la Saskatchewan, alors que l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick utilisaient leurs propres ressources de charbon. La Saskatchewan dépendait essentiellement de son propre charbon, mais en achetait également de l'Alberta.

7. LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ET LA MARGE DE RÉSERVE

Comme on le mentionnait au chapitre 6, le Canada a d'abord fait appel à des centrales thermiques. Toutefois, il devint vite évident que pour répondre à la demande croissante, il était plus économique de produire de l'hydro-électricité. En 1920, son taux de pénétration atteignait 86 % et bondissait à 94 % en 1945. Depuis lors, il a peu à peu glissé pour atteindre environ 81 % en 1960, puis 57 % en 1989 (voir le tableau 7.1).

Plusieurs facteurs ont contribué au recul de l'apport de l'hydro-électricité au niveau de la capacité de production depuis la fin de la Deuxième Guerre mondiale. En 1945, la plupart des sites hydrauliques rentables étaient aménagés. Par ailleurs, entre 1950 et 1974, le taux de croissance des prix réels des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) étaient négatifs, ce qui a incité bon nombre de services d'électricité à construire des centrales thermiques au cours de cette période. De plus, au début des années 1960, le Canada entreprit de mettre au point une nouvelle source d'énergie, l'électronucléaire, pour répondre à la demande future d'électricité.

ACCROISSEMENT DU PARC

Comme la plupart des services d'électricité au Canada ont une capacité excédentaire, le parc de centrales ne s'est pas beaucoup agrandi en 1989. Au printemps, Hydro-Québec mettait en service le premier groupe d'une puissance nominale de 535 MW à sa centrale hydro-électrique Manic 5. En octobre, Edmonton Power inaugurait le groupe 2 de la centrale au charbon Genesee de 400 MW. Par ailleurs, pour répondre aux demandes de pointe, quelques centrales au mazout au Québec, au Nouveau-Brunswick, à Terre-Neuve, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, entraient en service. Cette augmentation de la capacité installée s'élevait, en 1989, à 1 327 MW dont 586 MW provenaient de l'hydro-électricité, 400 MW du charbon, 331 MW du mazout et 10 MW de l'électronucléaire. Avec une perte totale de 167 MW, l'ajout net à la capacité installée s'élevait à 1 160 MW (voir le tableau 7.1).

LA CAPACITÉ INSTALLÉE PAR SOURCE ET PAR PROVINCE

Le tableau 7.2 présente la ventilation de la capacité installée par source d'énergie et par province en 1989. Bien que le taux de pénétration de

Tableau 7.1. Capacité installée par source d'énergie, 1960-1989

Origine	Capacité installée					Taux de croissance annuel moyen	
	1960	1970	1980	1988	1989	1960-1989	1987-1989
			(MW)			(%)	
Hydraulique	18 643	28 298	47 770	57 917	58 503	4,0	1,0
Thermique	4 392	14 287	28 363	30 525	31 089	7,0	1,8
Nucléaire*	0	240	5 866	12 593	12 603	-	0,1
Marémotrice**	0	0	0	20	20	-	0,0
Total	23 035	42 825	81 999	101 055	102 215	5,3	1,1

* *Exploitée commercialement depuis 1968.*
** *Exploitée commercialement depuis 1984.*

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202***

l'hydro-électricité ait diminué, cette source d'énergie demeure la plus importante source d'électricité au Canada. En 1989, le taux de pénétration de l'hydro-électricité en regard de la capacité installée totale était de 57 % contre 81 % en 1960 (voir la figure 7.1).

Durant les années 1960 et au début des années 1970, le Québec possédait la plus grande capacité installée du Canada. Toutefois, depuis le milieu des années 1970, l'Ontario l'a devancé sur ce plan. En 1989, la capacité installée ontarienne représentait 32 % de la capacité totale au Canada, suivie de celle du Québec avec 27,9 % et de la Colombie-Britannique avec 12,2 %. Les réseaux électriques de ces trois provinces représentaient dans l'ensemble plus de 72 % de la capacité installée totale du Canada. Entre 1960 et 1989, les provinces de l'Atlantique ont sensiblement augmenté leur capacité : leur part était de 13 % en 1989 contre 5 % en 1960. Cette augmentation provient principalement de l'achèvement de la centrale de Churchill Falls au Labrador en 1974 qui a considérablement augmenté la capacité installée de Terre-Neuve (voir la figure 7.2). Au tableau 7.3 figure la capacité installée par province pour la période de 1968-1989.

LES PRINCIPALES CENTRALES HYDRO-ÉLECTRIQUES DU CANADA

Le Canada est un chef de file mondial dans la construction de grandes centrales hydro-électriques. On trouve au tableau 7.4 les dix centrales les plus importantes au Canada en 1989. Churchill Falls, la plus grande centrale canadienne, avec ses 5 429 MW, est la sixième en importance au monde avec sa capacité de production actuelle. Située dans la région de la baie James au Québec, La Grande 2, la deuxième centrale hydro-électrique au Canada avec ses 5 328 MW, se classe septième sur le plan mondial, et La Grande 4, également au Québec, occupe le quatorzième rang. En Colombie-Britannique, la centrale Gordon M. Shrum et la centrale québécoise La Grande 3 se classent respectivement au 18e et au 21e rang parmi les plus grandes centrales hydro-électriques au monde en 1989[1].

[1] *International Water Power and Dam Construction Handbook, 1990.*

Tableau 7.2. Capacité installée par source et par province, 1989

	Hydraulique	Charbon	Nucléaire	Mazout	Gaz naturel	Autre	Total
				(MW)			
T.N.	6 660	0	0	799	0	0	7 459
Î.-P.-É.	0	20	0	122	0	0	142
N.-É.	386	1 162	0	594	0	19	2 161
N.-B.	903	298	680	1 578	0	62	3 521
Qué.	26 530	0	685	1 337	8	5	28 565
Ont.	7 849	10 581	11 238	2 527	449	64	32 708
Man.	3 641	389	0	3	4	23	4 060
Sask.	836	1 531	0	24	433	22	2 846
Alb.	734	5 267	0	15	1 577	336	7 929
C.-B.	10 849	0	0	244	1 032	374	12 499
Yukon	82	0	0	46	0	0	128
T. N.-O.	53	0	0	124	20	0	197
Canada	58 523	19 248	12 603	7 413	3 523	905	102 215

*Sources : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada*

Des dix plus grandes centrales canadiennes, cinq sont situées au Québec, principalement dans la région de la baie James, trois en Colombie-Britannique, et Terre-Neuve et l'Ontario en possèdent chacune une. Ces dix centrales ont une capacité installée totale de 25 932 MW et, en 1989, elles représentaient environ 44 % de la capacité hydro-électrique canadienne.

LES PRINCIPALES CENTRALES THERMIQUES CLASSIQUES AU CANADA

Durant les années 1950 et au début des années 1960, les services d'électricité au Canada ont construit des centrales thermiques dont chaque groupe avait une puissance nominale de 150 MW, bien que certains d'entre eux pouvaient atteindre 300 MW. Toutefois, depuis lors, suite aux progrès techniques, aux prix stables et peu élevés des combustibles fossiles, et à un fort accroissement de la demande d'électricité, certains services d'électricité en Ontario et en Alberta ont construit de plus grandes centrales thermiques. Par exemple, les groupes des centrales au charbon de Lambton et de Nanticoke construites par Hydro Ontario ont une puissance nominale de 510 MW et de 512 MW respectivement, alors que la centrale au mazout de Lennox possède quatre groupes de 550 MW. Les services d'électricité albertains ont construit des centrales au charbon dont les groupes ont une puissance nominale de 400 MW.

On trouve au tableau 7.5 la liste des dix plus grandes centrales thermiques au Canada en 1989. Sept des dix centrales utilisent le charbon comme combustible, deux le mazout et une le gaz naturel. Cinq des plus grandes centrales thermiques sont situées en Ontario où la densité de la population permet d'importantes économies d'échelle. Deux des centrales sont situées en Alberta, et le Nouveau-Brunswick, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique en ont chacune une.

Tableau 7.3. Capacité installée par province, 1960-1989

	Capacité installée					Taux de croissance annuel moyen	
	1960	1970	1980	1988	1989	1960-1989	1988-1989
			(MW)			(%)	
Terre-Neuve	314	1 248	7 195	7 426	7 459	11,5	0,4
Î.-P.-É.	37	77	118	142	142	4,8	0,0
N.-É.	507	931	2 029	2 161	2 161	5,1	0,0
N.-B.	402	1 201	2 795	3 471	3 521	7,8	1,4
Qué.	8 920	14 047	20 531	27 783	28 565	4,1	2,8
Ont.	7 109	13 700	25 796	32 727	32 708	5,4	-0,1
Man.	1 043	1 794	4 142	4 088	4 060	4,8	-0,7
Sask.	761	1 533	2 340	2 846	2 846	4,7	0,0
Alb.	915	2 674	5 807	7 595	7 929	7,7	4,4
C.-B.	2 963	5 473	10 525	12 500	12 499	5,1	0,0
Yukon	31	58	94	123	128	5,0	4,1
T. N.-O.	33	89	180	193	197	6,4	2,1
Canada	23 035	42 825	81 999*	101 055	102 215	5,3	1,1

** Inclus des données confidentielles non disponibles par province.*

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202*

La capacité totale de ces centrales est de 17 780 MW, soit 57 % de la capacité installée thermique classique pour tout le Canada.

LES CENTRALES NUCLÉAIRES AU CANADA

Au début des années 1960, le Canada a entrepris de mettre au point l'électronucléaire comme nouvelle source d'énergie capable de répondre à la demande future d'électricité. En 1989, le Canada possédait et exploitait 18 réacteurs CANDU de 500 MW et plus dont la capacité installée nette est de 11 867 MW. Ils sont tous situés en Ontario sauf la centrale de Point Lepreau 1 au Nouveau-Brunswick et Gentilly 2 au Québec. Le tableau 7.6 indique les principales centrales électronucléaires au Canada, selon leur date de mise en service.

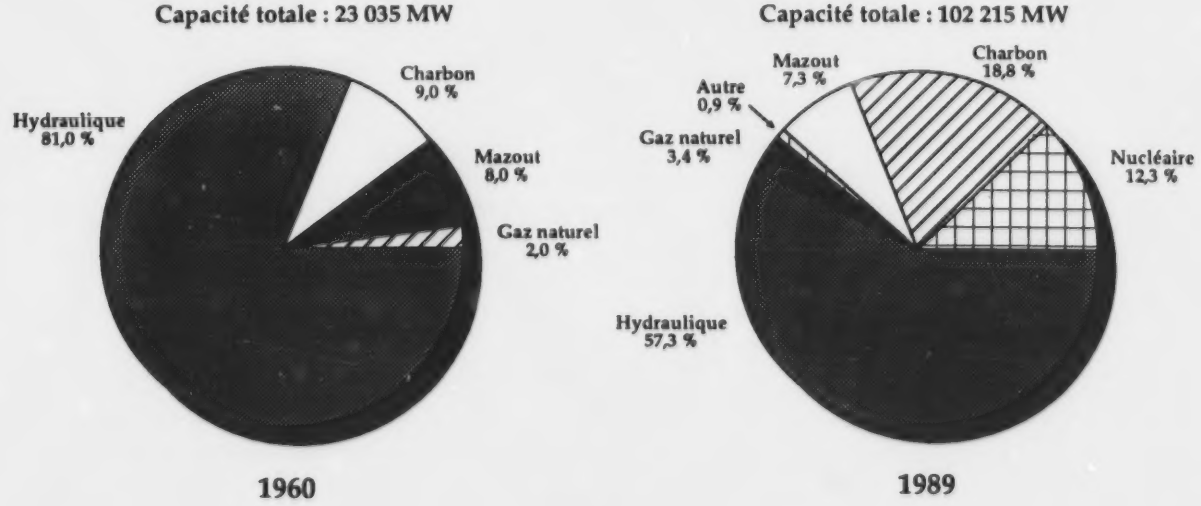
Les réacteurs CANDU (des réacteurs à eau lourde pressurisée) se sont révélés être parmi les meilleurs réacteurs nucléaires au monde sur les plans de la rentabilité, de la sécurité et de la performance. La figure 7.3 indique que, parmi la performance à vie de quatre types de réacteurs nucléaires, le CANDU possédait, à la fin de 1989, le facteur d'utilisation le plus élevé. Sur le plan de la performance à vie de 285 réacteurs nucléaires de grandes dimensions à travers le monde (sauf le Comecon), les réacteurs CANDU du Canada comptent cinq des dix meilleurs réacteurs et sept des douze meilleurs (voir la figure 7.4).

LA CAPACITÉ EXCÉDENTAIRE

Parce que les nouvelles installations de production doivent être planifiées et construites bien avant qu'on en ait besoin, les services d'électricité sont constamment aux prises avec la tâche difficile de prévoir la demande d'électricité. Si leurs planificateurs envisagent une période de croissance rapide dans le futur, alors de nouvelles centrales devront être construites afin de répondre à une demande accrue. Ainsi, lorsque de nouvelles centrales sont achevées et que la demande prévue ne se fait pas sentir, le service d'électricité posséde une capacité excédentaire. Par exemple, au début des années 1970, la construction de nouvelles centrales a été entreprise parce qu'on prévoyait le maintien d'une croissance rapide de la demande d'électricité. Lorsque la croissance de la demande a brusquement ralenti vers la fin de cette décennie, la capacité de certaines des centrales nouvellement construites est devenue excédentaire par rapport à la demande intérieure.

La productibilité, plutôt que la capacité de production, détermine la capacité excédentaire. La productibilité est la charge maximale de toutes

Figure 7.1. Capacité installée par source d'énergie



les installations d'une province (ou du pays) durant une heure de demande de pointe. Elle peut différer de la valeur de puissance nominale affichée par la plaque signalétique de l'équipement.

Ces écarts peuvent être attribués à plusieurs facteurs dont (i) le niveau des eaux dans les réservoirs, ce qui a pour conséquence une plus grande hauteur de chute et une plus grande production que la puissance nominale de la plaque signalétique; (ii) l'impossibilité de coupler simultanément en mode connecté tous les groupes du réseau; ou, encore, (iii) une faible hydraulicité, la glace et un équipement peu fiable, ce qui peut avoir pour conséquence une productibilité au-dessous de la capacité.

LA MARGE DE RÉSERVE ACTUELLE

La marge de réserve d'un réseau est définie comme l'excédent de la productibilité (pour la demande intérieure) par rapport à la charge de pointe ferme enregistrée sur le marché intérieur au cours de l'année, exprimé en pourcentage de cette charge de pointe ferme. Au tableau 7.7 on trouve la marge de réserve des dix provinces et des deux territoires pour 1989. Les services d'électricité du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest possèdent une marge de réserve élevée puisqu'ils ont besoin d'aménager des génératrices de plus dans les communautés éloignées qu'ils desservent. Les génératrices additionnelles permettent aux services d'électricité de fournir le service lorsque survient une défaillance dans le réseau.

LES RÉSERVES DE PUISSANCE REQUISES

Habituellement, un réseau réserve une certaine quantité de puissance (exprimée en pourcentage de la demande de pointe) afin d'entretenir l'équipement, de planifier les interruptions et de répondre aux demandes de pointe à l'improviste. Cette puissance est appelée réserve de puissance requise et varie d'un service d'électricité à l'autre, selon le type de centrales d'un réseau particulier. À la colonne 4 du tableau 7.7, on retrouve les réserves de puissance requises pour chaque province et territoire pour 1989.

Tableau 7.4. Principales centrales hydro-électriques au Canada, 1989

Rang	Centrale	Province	Puissance nominale (MW)	Année de mise en service
1	Churchill Falls	Terre-Neuve	5 429	1971
2	La Grande 2	Québec	5 328	1979
3	La Grande 4	Québec	2 651	1984
4	Gordon M. Shrum	C.-B.	2 416	1968
5	La Grande 3	Québec	2 304	1982
6	Revelstoke	C.-B.	1 843	1984
7	Mica	C.-B.	1 736	1976
8	Beauharnois	Québec	1 645	1932
9	Manic 5	Québec	1 292	1970
10	Sir Adam Beck 2	Ontario	1 288	1954

*Source : **Statistique de l'énergie, Volume III**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-206, 1988*

LA CAPACITÉ EXCÉDENTAIRE NETTE

La capacité excédentaire nette est définie comme la marge de réserve moins les réserves de puissance requises. Le tableau 7.7. présente la capacité de production excédentaire nette par province et pour le Canada dans son ensemble pour 1989. À cause de la croissance plutôt élevée de la demande d'électricité au cours des derniers trois ans, la plupart des provinces ont utilisé leur capacité excédentaire sans construire de nouvelles centrales. Toutes les provinces sauf la Colombie-Britannique et les deux territoires, ont de faibles capacités excédentaires nettes.

Actuellement, l'Ontario et le Nouveau-Brunswick ont une capacité inadéquate pour répondre à leur demande de pointe. Toutefois, l'Ontario prévoit mettre en service sa centrale nucléaire de Darlington (4 x 881 MW) entre 1990 et 1992, ce qui fournira à la province une capacité suffisante. Le Nouveau-Brunswick construit présentement une nouvelle centrale au charbon et peut également compter sur les importations des services d'électricité voisins pour l'aider à répondre à sa demande.

LE POTENTIEL HYDRO-ÉLECTRIQUE DU CANADA

Au Canada, il reste à ce jour un potentiel hydraulique considérable à mettre en valeur (voir le tableau 7.8 et l'annexe C). Bien qu'une bonne partie des sites ne seront jamais aménagés en raison de leur éloignement des centres de consommation, d'un relief peu propice ou de considérations d'ordre environnemental, on prévoit cependant que bon nombre de sites seront mis en valeur au cours des 20 ou 25 prochaines années. C'est au Québec, en Colombie-Britannique, au Manitoba et à Terre-Neuve, que l'on retrouve les rivières possédant la plupart des emplacements propices. L'énergie marémotrice offre des perspectives en Nouvelle-Écosse, au Québec et en Colombie-Britannique.

Figure 7.2. Capacité installée par région

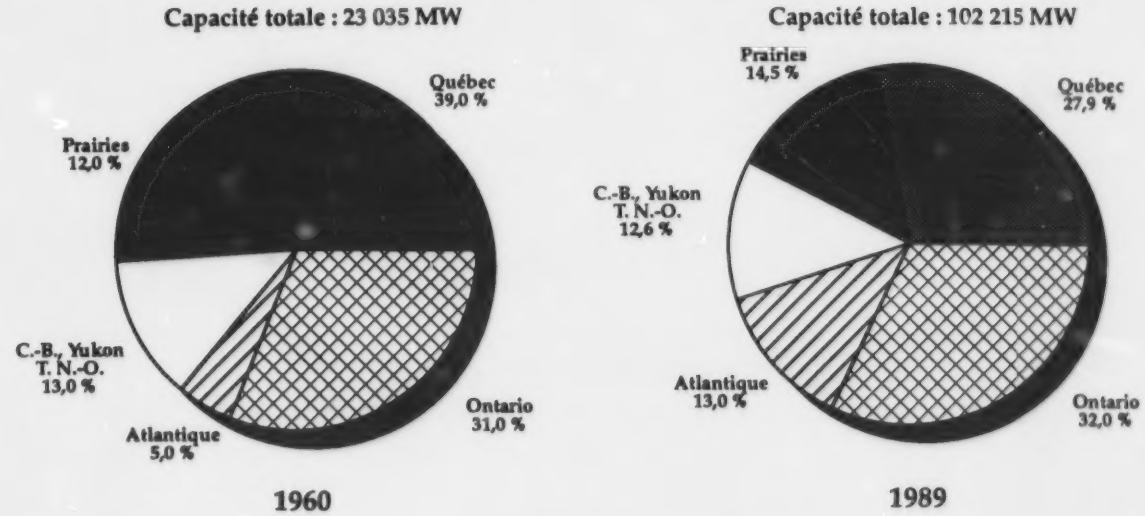


Tableau 7.5. Principales centrales thermiques classiques au Canada, 1989

Rang	Centrale	Combustible	Province	Puissance nominale (MW)	Année de mise en service
1	Nanticoke	charbon	Ontario	4 096	1973
2	Lakeview	charbon	Ontario	2 400	1962
3	Lennox	mazout	Ontario	2 200	1976
4	Sundance	charbon	Alberta	2 200	1970
5	Lambton	charbon	Ontario	2 040	1969
6	Richard L. Hearn	charbon	Ontario	1 200	1951
7	Coleson Cove	mazout	N.-B.	1 050	1976
8	Burrard	gaz naturel	C.-B.	913	1962
9	Boundary Dam	charbon	Saskatchewan	875	1959
10	Keephills	charbon	Alberta	806	1983

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume III**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-206, 1988*

Tableau 7.6. Centrales électronucléaires commerciales au Canada, 1989

	Centrale	Province	Puissance nominale nette (MW)	Année de mise en service
1	Pickering A1	Ontario	515	1971
2	Pickering A2	Ontario	515	1971
3	Pickering A3	Ontario	515	1972
4	Pickering A4	Ontario	515	1973
5	Bruce A1	Ontario	769	1977
6	Bruce A2	Ontario	769	1977
7	Bruce A3	Ontario	769	1978
8	Bruce A4	Ontario	769	1979
9	Point Lepreau 1	N.-B.	635	1983
10	Pickering B5	Ontario	516	1983
11	Gentilly 2	Québec	638	1983
12	Pickering B6	Ontario	516	1984
13	Bruce B6	Ontario	837	1984
14	Pickering B7	Ontario	516	1985
15	Bruce B5	Ontario	860	1985
16	Pickering B8	Ontario	516	1986
17	Bruce B7	Ontario	860	1986
18	Bruce B8	Ontario	837	1987

Source : Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 7.7. Capacité excédentaire, 1989

	Productibilité destinée à la demande intérieure (1)	Demande de pointe ferme intérieure (2)	Marge de réserve (3)=((1)-(2)) (2)	Réserves de puissance requises (4)*	Capacité excédentaire nette (5)=(3)-(4)
		(MW)		(%)	
T.-N.**	1 869	1 516	23	17	5
Î.-P.-É.	148	127	17	15	2
N.-É.	2 040	1 627	25	20	5
N.-B.	2 853	2 542	12	20	-8
Qué.	33 283	29 525	13	10	3
Ont.	29 149	24 300	20	24	-4
Man.	4 212	3 589	17	15	2
Sask.	2 903	2 471	18	15	3
Alb.	7 758	6 079	28	22	6
C.-B.	12 310	9 133	35	15	20
Yukon	123	81	52	19	33
T. N.-O.	188	108	74	30	44
Canada	96 836	81 098	19	17	2

** Exprimées en pourcentage de la charge de pointe ferme enregistrée sur le marché intérieur.*
*** N'inclus pas le Labrador.*

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume I**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-204*

Table 7.8. Puissance hydro-électrique au Canada, 1989

Province ou territoire	Exploitée ou en chantier	Potentiel non aménagé		
		brut*	aménageable**	envisagé***
		(MW)		
Terre-Neuve	6 660	5 201	4 623	2 395
Île-du-Prince-Édouard	0	0	0	0
Nouvelle-Écosse	386	8 499	8 499	0
Nouveau-Brunswick	903	940	600	440
Québec	31 170	71 008	39 566	15 100
Ontario	7 849	12 385	12 305	3 950
Manitoba	4 921	8 190	5 090	5 090
Saskatchewan	836	2 189	935	870
Alberta	734	18 813	9 762	1 923
Colombie-Britannique	10 849	33 154	18 185	10 555
Yukon	82	18 583	13 701	350
Territoires du Nord-Ouest	53	9 229	9 201	2 470
Canada	64 443	188 191	122 467	43 143

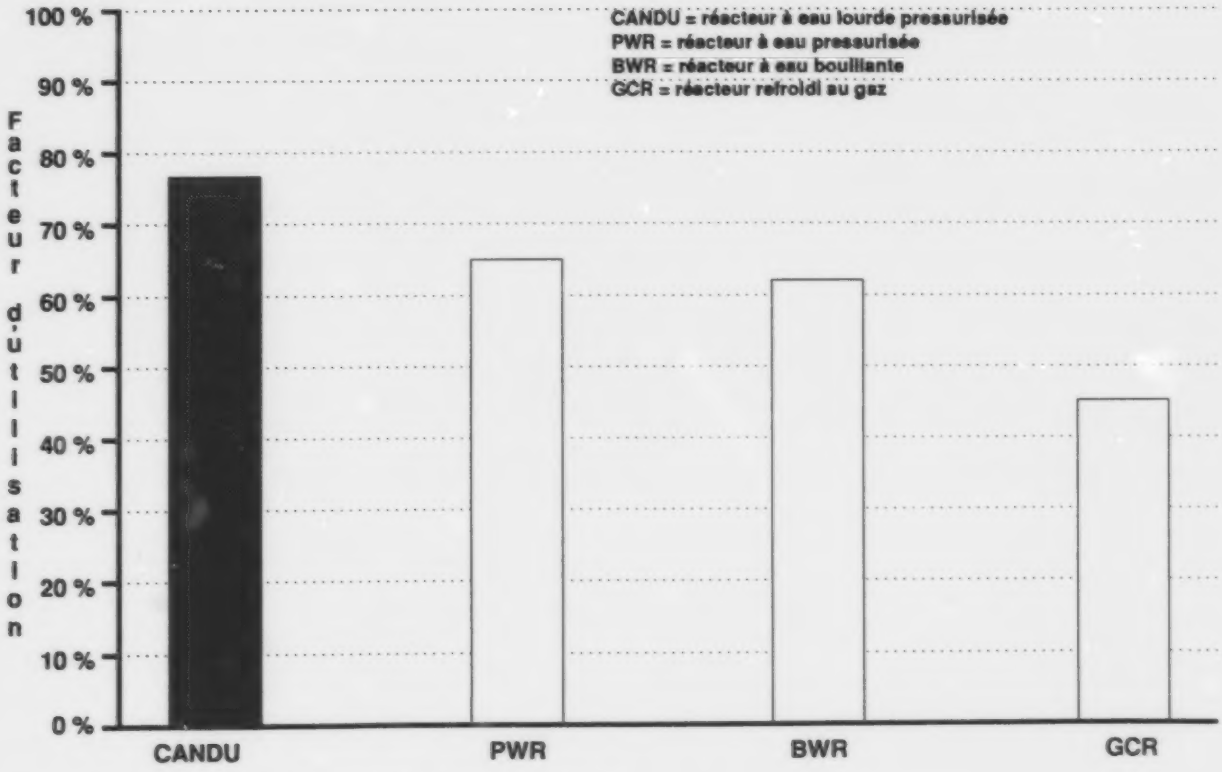
* *Potentiel brut - Comprend l'ensemble des ressources hydro-électriques du Canada pouvant être mises en valeur nonobstant les contraintes d'ordre économique ou environnemental (exclus les centrales actuellement exploitées ou en chantier).*

** *Potentiel aménageable - Comprend le potentiel brut, moins les sites qui ne seront cependant jamais aménagés, en raison de considérations techniques.*

*** *Potentiel envisagé - Comprend le potentiel aménageable, excluant les sites qui ne seront vraisemblablement jamais aménagés, en raison d'une rentabilité douteuse ou de considérations environnementales prépondérantes. Le potentiel envisagé regroupe les emplacements susceptibles d'être aménagés dans l'avenir.*

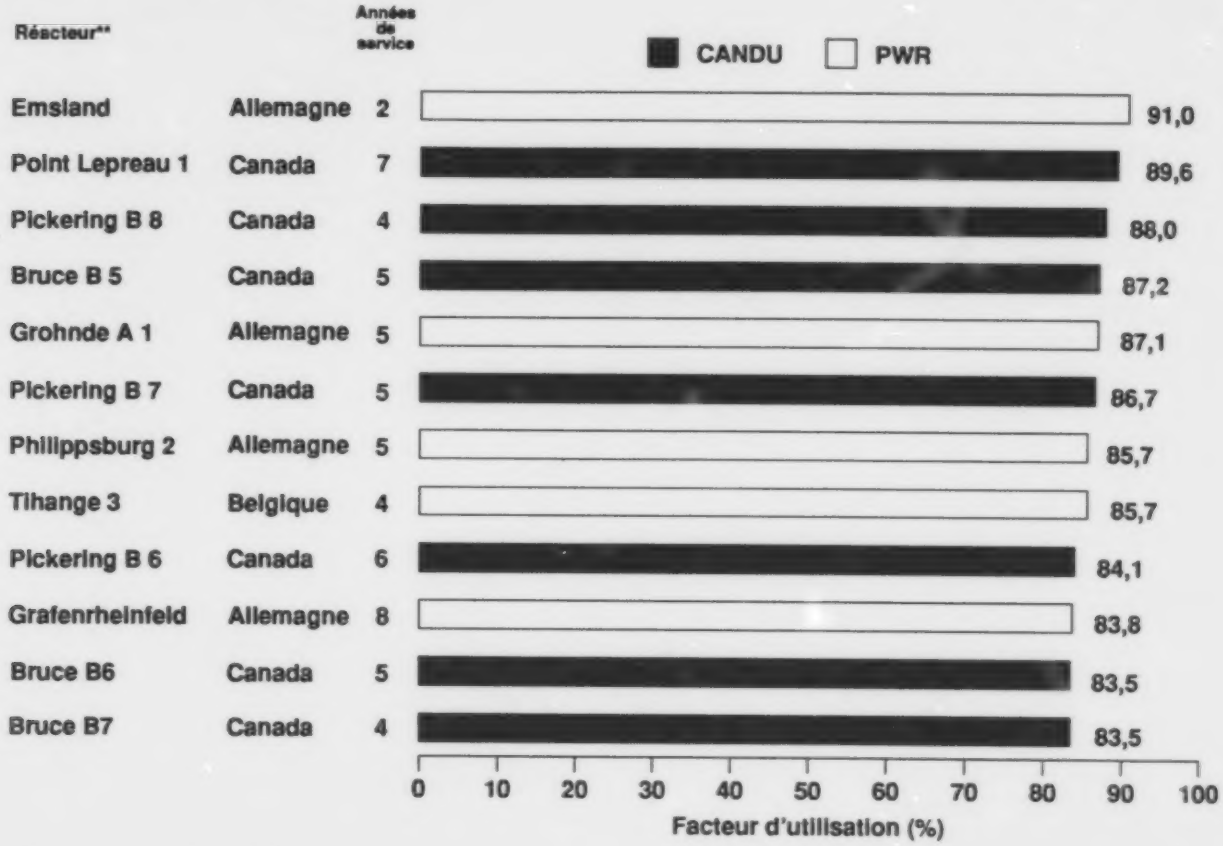
Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 7.3. Performance à vie de quatre types de réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde *



285 réacteurs >500 MW (sauf quelques-pays du Comecon)
* Performance à vie à la fin de 1989

Figure 7.4. Performance à vie de réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde*



* Performance à vie à la fin de 1989

** Réacteurs de plus de 500 MW parmi 285 réacteurs exploités dans le monde (sauf dans les pays du Comecon)

8. LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

LE COMMERCE INTERNATIONAL

Le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis remonte au début du siècle. Pendant la plus grande partie du siècle, les échanges d'électricité entre les deux pays s'équilibraient. Toutefois, entre le début des années 1970 et 1988, le Canada a considérablement augmenté ses exportations nettes vers les États-Unis, car les coûts de production des centrales thermiques américaines étaient très élevés.

En 1988, les exportations d'électricité vers les États-Unis ont commencé à décliner, en quantité et en valeur, à cause de la faible hydraulicité et de l'accroissement de la demande intérieure au Canada. Cette tendance à la baisse s'est maintenue en 1989. En 1989, les exportations d'électricité vers les États-Unis (à l'exception du troc) étaient de 18 462 gigawattheures, soit une diminution de 38 % par rapport à 1988, et de 59 % par rapport à 1987. Les recettes tirées des exportations ont baissé de 25 % en 1989 pour atteindre 661 millions de dollars contre 881 millions de dollars en 1988. En 1989, les exportations représentaient un pourcentage à la baisse de la production totale du Canada soit 3,8 % contre 6,1 % en 1988 (voir le tableau 8.1).

Les principales provinces exportatrices ont toutes connu des ventes à la baisse en 1989. L'Ontario et le Québec ont subi les plus sérieuses avec une baisse de 52 %. Les exportations de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick ont également baissé de 33 % et de 12 %, respectivement. Par ailleurs, les exportations du Manitoba ont augmenté de 70 % (voir le tableau 8.5).

Les importations d'électricité en provenance des États-Unis se sont élevées à 8 747 GW.h en 1989, soit le double des importations de 1988. À cet égard, le Canada a déboursé 292 millions de dollars, une augmentation par rapport aux 63 millions de dollars qu'il avait déboursés en 1988 (voir le tableau 8.1). La conjugaison d'un accroissement de la demande et d'une faible hydraulicité ont obligé le Nouveau-Brunswick, le Québec et l'Ontario à importer davantage d'électricité. À ces causes s'ajoutaient, pour l'Ontario, les efforts de la province pour réduire l'utilisation des centrales à combustibles fossiles en vue de diminuer les émissions d'anhy-

Tableau 8.1. Commerce canado-américain de l'électricité, 1960-1989

	Exportations* (GW.h) (1)	Exportations exprimées en % de la production nette (2)	Recettes d'exportation (millions $) (3)	Importations* (GW.h) (4)	Importations exprimées en % du total des approvisionnements** (5)	Coûts des importations (millions $) (6)	Exportations nettes GW.h (7)=(1)-(4)	Exportations nettes millions $ (8)=(3)-(6)
1960	5 496	4,8	14	357	0,3	1	5 139	13
1965	3 684	2,6	8	3 575	2,5	3	109	5
1970	5 631	2,8	32	3 245	1,6	9	2 386	23
1975	11 409	4,2	104	3 972	1,5	3	7 819	102
1980	28 224	7,7	773	168	0,1	3	28 056	791
1985	41 441	9,3	1 425	231	0,1	9	41 210	1 416
1988	29 729	6,1	881	2 853	0,6	63	26 876	817
1989	18 462	3,8	661	8 747	1,9	292	9 715	369

* *Avant 1977, les exportations et les importations comprennent les échanges.*
** *Le total des approvisionnements est l'électricité totale destinée à la consommation canadienne.*

Sources : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

dride sulfureux et d'oxyde d'azote. Cependant, dans l'ensemble, le Canada demeure un exportateur d'électricité mais l'Ontario, le Manitoba, la Saskatchewan et l'Alberta ont été des provinces importatrices nettes.

On trouve au tableau 8.2 des données sur les exportations d'électricité aux États-Unis réparties selon le type de transaction, pour la période allant de 1960 à 1989. Les exportations d'énergie garantie représentaient 45 % des exportations d'électricité de 1989, le plus haut niveau jamais atteint depuis 1960. Au cours des 29 dernières années, la part des exportations d'énergie garantie a varié de 14 % à 45 %, alors que celle de l'énergie interruptible se situait dans une fourchette comprise entre 55 % et 86 %. La part des recettes tirées des exportations d'énergie garantie était de 53 % en 1989 contre 37 % en 1988.

Tableau 8.2. Répartition des exportations d'électricité aux États-Unis par type de transaction, 1960-1989

	Quantité (GW.h)		Recettes (millions $)		Quantités : part du total (%)		Part des recettes (%)	
	Garantie*	Interruptible**	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible
1960	1 040	4 456	4 328	10 023	19	81	30	70
1965	635	3 049	4 261	3 322	17	83	56	44
1970	984	4 648	6 828	25 309	18	82	21	79
1975	2 375	9 034	20 382	84 488	21	79	19	81
1980	7 232	20 992	156 731	636 760	26	74	20	80
1985	12 305	29 136	547 109	877 657	30	70	38	62
1988	8 331	21 398	327 132	553 406	28	72	37	63
1989	8 378	10 084	350 666	310 692	45	55	53	47

** L'électricité destinée en tous temps durant la période de vente spécifiée à l'entente.*
*** L'énergie disponible en vertu d'une entente qui prévoit la réduction ou l'arrêt de la livraison au choix du fournisseur.*

Sources : Statistiques de l'énergie électrique, Volume II, Statisque Canada, n° de catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 8.3. Prix moyen des exportations, 1960-1989

Année	Garantie	Interruptible	Total
		(mils/kW.h)	
1960	4,2	2,3	2,6
1965	6,7	1,1	2,1
1970	6,9	5,5	5,7
1975	8,6	9,4	9,2
1980	21,7	30,3	28,1
1985	44,5	30,1	34,4
1988	39,3	25,9	29,6
1989	41,9	30,8	35,8

Source : L'Énergie électrique au Canada, 1989, tableau 8.2

Les recettes moyennes provenant de l'exportation d'électricité pendant la période allant de 1960 à 1989 figurent au tableau 8.3. Le tableau met en lumière le fait que les exportations garanties commandent en général des prix plus élevés que les transactions interruptibles, sauf pour les années 1974-1975 et 1979-1981. Pour ce qui est des exportations

de puissance garantie en 1989, les recettes moyennes se sont élevées de 7 % pour atteindre 41,9 mils/kW.h en 1989 contre 39,3 mils/kW.h en 1988. Quant aux exportations interruptibles, la hausse était de 19 %, de 25,9 mils/kW.h en 1988 à 30,8 mils/kW.h en 1989.

Le tableau 8.4 donne un aperçu des sources utilisées pour produire l'électricité exportée aux États-Unis entre 1975 et 1989. L'hydro-électricité demeure toujours la source privilégiée, représentant plus de 49 % des exportations totales en 1989. Ce pourcentage représente toutefois une baisse par rapport au 68 % de 1988, car Hydro-Québec a réduit ses exportations ainsi que la Colombie-Britannique qui a réduit ses exportations d'électricité de source hydraulique.

Les services d'électricité avaient rarement recours au gaz naturel par le passé pour produire de l'électricité à des fins d'exportation. Cependant, en 1989, 2 621 GW.h d'électricité exportées vers les États-Unis, soit environ 14 % des exportations totales, provenaient de cette source d'énergie. Toutes les exportations d'électricité produite grâce au gaz naturel proviennent de Colombie-Britannique où B.C. Hydro a remis en service sa centrale au gaz naturel de Burrard afin de pallier la production réduite d'hydro-électricité due à la faible hydraulicité dans la province.

Les sources d'exportation, les recettes et les recettes moyennes de 1988 et de 1989 figurent au tableau 8.5, par province. En 1989, les recettes moyennes provenant des exportations ont beaucoup varié d'une province à l'autre. Les recettes moyennes les plus élevées (48,4 mils/kW.h) ont été enregistrées au Nouveau-Brunswick et les plus faibles (18,5 mils/kW.h), en Saskatchewan. La nature des exportations, les coûts de production des services exportateurs et les solutions de rechange à la portée des importateurs sont tous des facteurs qui déterminent la valeur des exportations d'électricité.

Le tableau 8.6 indique la part respective de l'énergie interruptible et de l'énergie garantie dans les ventes à l'étranger des six provinces exportatrices. Si les exportations d'énergie garantie représentent 45 % des exportations totales d'électricité canadienne en 1989, cette proportion variait au niveau

Tableau 8.4. Sources des exportations canadiennes d'électricité, 1975-1989

	Hydraulique	Charbon importé	Mazout importé	Mazout/Charbon canadiens	Nucléaire	Gaz naturel	Total
				(GW.h)			
1975	5 724	4 838	494	353	0	-	11 409
1976	6 973	4 323	1 206	302	0	-	12 804
1977	7 926	8 514	2 961	555	0	-	19 957
1978	7 290	10 476	2 260	411	0	-	20 437
1979	15 213	11 587	3 354	128	177	-	30 458
1980	14 135	10 599	2 867	593	30	-	28 224
1981	21 182	10 901	1 940	665	42	-	34 730
1982	20 114	10 315	1 959	502	96	-	32 986
1983	21 978	11 704	1 201	519	1 856	-	37 258
1984	22 807	10 582	1 552	711	1 911	-	37 563
1985	28 836	8 245	1 157	956	2 247	-	41 441
1986	25 727	5 389	846	825	2 484	-	35 271
1987	34 065	7 575	1 270	408	2 041	-	45 359
1988	19 621	4 531	1 393	2 033	2 151	-	29 729
1989	9 054	1 452	1 089	2 214	2 032	2 621	18 462

Sources : Données compilées d'après les statistiques de l'Office national de l'énergie

provincial, allant de 0 % en Saskatchewan à 86 % au Québec. Toutes les provinces exportatrices, sauf la Colombie-Britannique, ont connu une légère chute de leurs exportations garanties en 1989. Pour sa part, la Colombie-Britannique a doublé ses exportations garanties par rapport à celles de 1988.

Le tableau 8.7 fournit des données sur les sources de production de l'énergie exportée en 1989. Ainsi, au Québec et au Manitoba, cette énergie provenait presqu'exclusivement de centrales hydro-électriques. Les centrales au charbon ont produit la majorité de l'énergie exportée par l'Ontario qui était le plus gros exportateur canadien de ce type d'énergie, suivi par la Colombie-Britannique et le Nouveau-Brunswick. Toute l'électricité produite par des centrales au gaz naturel et destinée à l'exportation, l'était par la Colombie-Britannique et sa principale source d'exportations en 1989 était la centrale Burrard fonctionnant à plein régime. Au Nouveau-Brunswick, les centrales nucléaires ont produit presque la moitié des exportations d'électricité de la province alors que la majorité de ses exportations d'électricité produite par ses centrales au mazout l'a été grâce à du mazout importé. Environ 12 % des exportations ontariennes provenaient de la centrale au mazout de Lennox qui utilise du mazout canadien.

Au tableau 8.8 figure un résumé des marchés d'exportation aux États-Unis. La Nouvelle-Angleterre a été le plus important débouché des services exportateurs canadiens, tant sur le plan des recettes que sur le plan de la quantité. L'État de New York était également un client sérieux. Ensemble ces deux régions ont importé 69 % de l'électricité canadienne et ont fourni 77 % des recettes tirées des exportations en 1989. Le Nord-Ouest américain était le troisième plus important débouché. En termes de recettes, sa part est passée de 7 % en 1988 à 13 % en 1989. Le Sud-Ouest et le Centre-Ouest des États-Unis ont également augmenté leurs parts des exportations canadiennes tant sur le plan de la quantité que des recettes. La Californie est la principale importatrice d'électricité canadienne dans la région du Sud-Ouest, alors que le Minnesota est le principal état importateur du Centre-Ouest. Les exportations vers l'État du Michigan, autrefois un important débouché, ont chuté à moins de 1 % suite aux faibles exportations d'Hydro Ontario ainsi qu'à l'accroissement du parc de centrales dans cet état.

Tableau 8.5. Exportations d'électricité et recettes par province, 1988-1989*

	Quantité (GW.h)			Recettes (millions de $)			Recettes moyennes (mils/kW.h)		
	1988	1989	% Variation	1988	1989	% Variation	1988	1989	% Variation
N.-B.	5 052	4 454	-12	223,2	215,7	-3	44,2	48,4	10
Qué.	11 865	5 706	-52	345,6	194,1	-44	29,1	34,0	17
Ont.	5 623	2 714	-52	170,6	101,5	-41	30,3	37,4	23
Man.	723	1 228	70	20,2	24,4	-21	27,9	19,9	-29
Sask.	2	10	400	0,03	0,18	-500	15,0	18,5	23
C.-B.	6 464	4 350	-33	120,8	125,1	4	18,7	28,8	54
Canada	29 729	18 462	-38	880,5	661,0	-25	29,6	35,8	21

* Troc exclu

Source : Office national de l'énergie

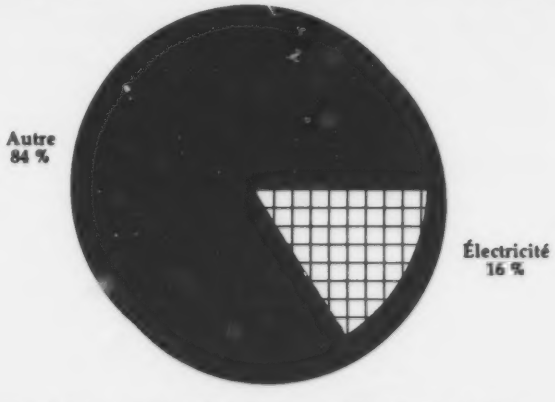
Le taux de pénétration de l'électricité canadienne au regard de la demande totale des États-Unis a chuté, passant de 1 % en 1988 à 0,7 % en 1989. Toutefois, l'importance des exportations canadiennes varie d'une région à l'autre : en 1989, leur part de la consommation totale était de 4 % dans l'État de New York, de 6 % en Nouvelle-Angleterre, de 1 % dans le Centre-Ouest et dans le Nord-Ouest, et de 0,6 % dans le Sud-Ouest.

LE POIDS DU COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ DANS L'ÉCONOMIE

L'électricité est un volet important du commerce extérieur du Canada. En 1989, les recettes tirées des exportations totales d'électricité représentaient seulement 0,4 % des marchandises exportées, mais, comme l'indique la figure 8.1, elles ont tout de même fait un apport de 16 % dans la balance commerciale de marchandises, qui se chiffrait à 2,38 milliards de dollars.

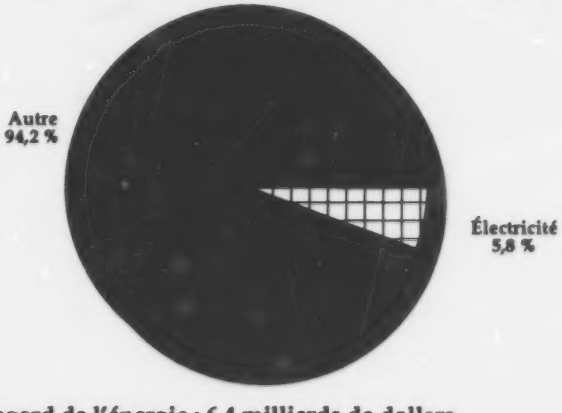
Au tableau 8.10 figure la ventilation du commerce énergétique par ressource au cours de la période 1975-1989. Les recettes tirées des exportations d'électricité représentaient en 1989 environ

Figure 8.1 Exportations nettes d'électricité et commerce canadien des marchandises, 1989



Balance commerciale totale au regard des marchandises : 2,38 milliards de dollars

Figure 8.2 Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de l'énergie, 1989



Balance commerciale totale au regard de l'énergie : 6,4 milliards de dollars

5,1 % des recettes totales provenant de ressources énergétiques. En termes de recettes nettes, l'électricité représentait 5,8 %, comme l'indique la figure 8.2.

LE COMMERCE INTERPROVINCIAL

Le tableau 8.11 donne un aperçu des échanges interprovinciaux annuels entre 1960 et 1989. La mise en service d'une première unité à la centrale hydro-électrique de Churchill Falls en 1972 a fait bondir le volume du commerce interprovincial, Terre-Neuve étant tenu par contrat de vendre la quasi-totalité de la production au Québec. Les échanges interprovinciaux d'électricité ont atteint un point

Tableau 8.6. Exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1989*

	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible
	(GW.h)		(%)	
N.-B.	2 399	2 055	50	50
Québec	4 930	776	86	14
Ontario	330	2 383	12	88
Manitoba	243	985	20	80
Saskatchewan	0	10	0	100
Colombie-Britannique	476	3 874	11	89
Canada	8 378	10 084	45	55

* *À l'exclusion des échanges*

Source : Office national de l'énergie

Tableau 8.7. Sources de l'électricité exportée par les provinces, 1989

	Gaz naturel	Mazout	Charbon	Nucléaire	Hydraulique	Autre*	Total	Énergie exportée
				(%)				(GW.h)
Nouveau-Brunswick	0	27	19	48	6	-	100	4 454
Québec	-	-	-		100	-	100	5 706
Ontario	-	12	65	3	1	19	100	2 714
Manitoba	-	-	1	-	67	32	100	1 228
Saskatchewan	-	-	100	-	-	-	100	10
Colombie-Britannique	61	-	26	-	13	-	100	4 350
Canada	14	6	20	11	44	5	100	18 462

* *Fait allusion à des importations d'électricité en provenance des États-Unis qui sont par la suite exportées.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

culminant en 1975, année au cours de laquelle ils représentaient environ 18 % de la production canadienne totale. Depuis lors, les échanges sont en baisse, si bien qu'en 1989, ils ne correspondaient plus qu'à 36 176 GW.h, soit environ 7,5 % de la production totale. Au tableau 8.12 figure un résumé des échanges interprovinciaux pour la période s'échelonnant de 1980 à 1989. On retrouve à la figure 8.3 et au tableau A5 de l'annexe A des précisions sur la répartition par province des exportations et des importations.

Figure 8.3. Commerce de l'électricité, 1989 (GW.h)*

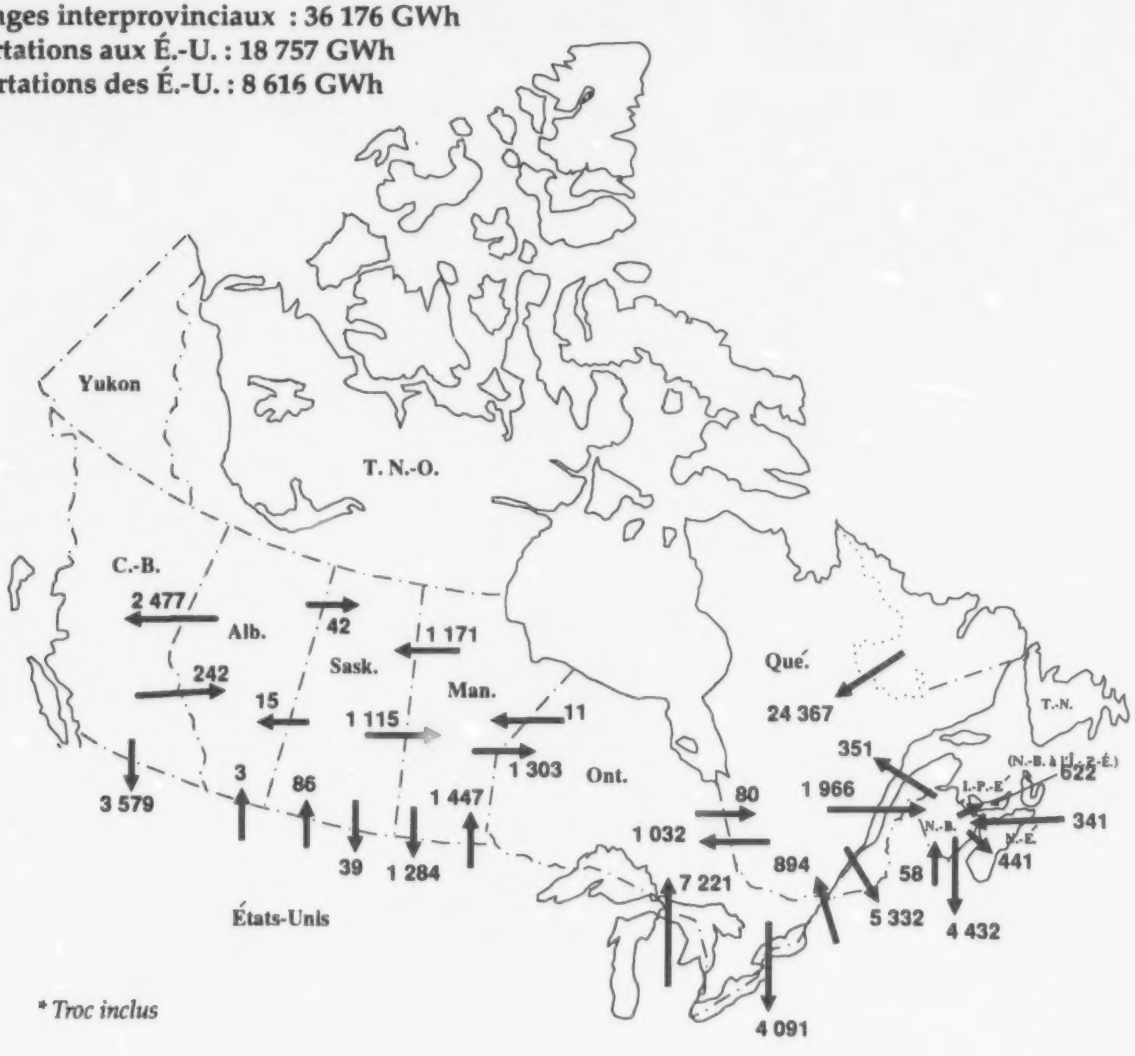


Tableau 8.8. Provinces exportatrices et marchés importateurs, 1989*

Province exportatrice	Marché importateur	Quantité (MW.h)	Recettes (millions de $)
Nouveau-Brunswick	Maine	2 505 038	96 921
	Massachusetts	1 861 110	107 522
	New Hampshire	88 779	11 346
Québec	Maine	886	51
	Massachusetts	102 457	3 184
	New Hampshire	12	1
	Vermont	1 827 657	72 017
	Nouvelle-Angleterre**	361 223	9 800
	New York	3 413 586	109 106
Ontario	Vermont	368 712	15 413
	New York	2 330 847	85 406
	Michigan	14 700	723
	Minnesota	75	2
Manitoba	Minnesota	1 122 179	21 981
	Dakota du Nord	105 986	2 519
Saskatchewan	Dakota du Nord	9 818	18
Colombie-Britannique	Washington	1 835 123	59 458
	Oregon	874 647	22 169
	Idaho	28 793	732
	Montana	8 814	243
	Californie	1 597 100	42 412
	Nevada	4 250	122
	Utah	160	4
	Alaska	647	91
Canada	États-Unis	18 462 598	661 404

** Troc exclu*

*** La Nouvelle-Angleterre comprend six états : le New Hampshire, le Maine, le Vermont, le Massachusetts, le Connecticut et le Rhode Island. En Nouvelle-Angleterre, le New England Power Pool (NEPOOL) coordonne les services d'électricité. Créé en 1971, le NEPOOL planifie et coordonne l'exploitation des installations de production et de transport dans cette région.*

Source : Office national de l'énergie

Tableau 8.9. Provinces : part des exportations totales, 1960-1989*

Année	N.-B.	Qué.	Ont.	Man.	Sask.	C.-B.	Canada
1960	3,0	10,4	86,6	0,0	0,0	0,0	100,0
1965	6,4	1,3	84,0	0,0	0,0	8,3	100,0
1970	13,4	0,9	63,9	5,2	0,0	16,6	100,0
1975	14,2	8,0	42,5	10,3	0,0	25,0	100,0
1980	13,8	28,7	40,5	11,8	0,0	5,2	100,0
1985	14,8	23,1	22,5	13,6	0,3	25,7	100,0
1988	17,0	39,9	18,9	2,4	0,1	21,7	100,0
1989	24,1	30,9	14,7	6,6	0,1	23,6	100,0

* *Troc exclu*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 8.10. Commerce canadien de ressources énergétiques, 1975-1989

	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Électricité	Uranium	Énergie totale
1975						
Exportations	3 684	1 092	483	104	133	5 496
Importations	3 508	8	643	13	12	4 184
Balance	176	1 084	-160	91	121	1 312
1980						
Exportations	5 352	3 984	824	773	870	11 803
Importations	7 545	0	882	3	17	8 447
Balance	-2 193	3 984	-58	770	853	3 356
1985						
Exportations	9 379	4 011	2 041	1 425	825	17 681
Importations	5 315	0	1 077	8	28	6 428
Balance	4 064	4 011	964	1 417	797	11 253
1986						
Exportations	5 866	2 483	1 869	1 080	841	12 139
Importations	4 422	0	874	9	31	5 337
Balance	1 444	2 483	995	1 071	810	6 803
1987						
Exportations	7 029	2 527	1 696	1 200	886	13 338
Importations	4 809	0	843	9	18	5 679
Balance	2 220	2 527	853	1 191	868	7 659
1988						
Exportations	6 338	2 954	2 063	881	585	12 821
Importations	4 341	0	828	63	75	5 307
Balance	1 997	2 954	1 235	818	510	7 514
1989						
Exportations	6 723	2 945	2 201	661	456	12 986
Importations	5 424	0	777	292	109	6 602
Balance	1 299	2 945	1 424	369	347	6 384

Sources : Statistique Canada, ***Exportations par marchandise,*** *n° de catalogue 65-004 et* ***Importations par marchandise,*** *n° de catalogue 65-007*

Tableau 8.11. Échanges interprovinciaux annuels d'électricité, 1960-1988

Année	Production canadienne totale (GW.h)	Quantités livrées à d'autres provinces (GW.h)		Rapport en % entre les échanges interprovinciaux et la production totale	
		avec Churchill Falls*	sans Churchill Falls	avec Churchill Falls	sans Churchill Falls
1960	114 378	7 108	7 108	6,2	6,2
1965	144 274	6 230	6 230	4,3	4,3
1970	204 723	8 137	8 137	4,0	4,0
1975	273 392	49 198	19 684	18,0	7,2
1980	367 306	52 709	14 965	14,4	4,1
1985	446 413	51 663	19 917	11,6	4,5
1988	489 044	41 517	10 790	8,5	2,2
1989	482 158	36 176	11 809	7,5	2,4

* *Le projet de Churchill Falls a été achevé en 1974 (son activité avait débuté en 1971). Plus de 90 % de l'énergie que la centrale produit est destinée au Québec en vertu d'un contrat qui prend fin en 2041.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 8.12. Échanges interprovinciaux selon la destination, 1980-1989

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
					(GW.h)					
Terre-Neuve au Québec	37 829	35 941	35 779	31 229	36 012	31 836	30 695	30 393	30 727	24 367
N.-É. au N.-B.	226	112	133	121	271	190	71	82	166	341
N.-B. à la N.-É.	172	303	217	737	303	360	620	659	186	441
N.-B. à l'Î.-P.-É.	392	481	478	520	550	585	610	483	[illegible]	622
N.-B. au Québec	0	0	0	1	0	2	0	2[illegible]	309	951
Québec au N.-B.	3 675	3 717	3 615	3 971	4 342	5 951	7 204	6 840	2 690	1 966
Québec à l'Ontario	5 567	6 494	5 768	5 378	7 364	8 685	7 292	5 942	2 289	1 032
Ontario au Québec	50	58	57	52	68	106	17	15	43	80
Ontario au Manitoba	0	0	3	13	2	0	5	3	22	11
Manitoba à l'Ontario	1 575	1 164	1 066	955	940	959	735	1 050	538	1 303
Manitoba à la Saskatchewan	1 579	1 305	1 488	1 610	1 593	1 530	1 211	1 262	1 370	1 171
Saskatchewan au Manitoba	951	1 054	1 066	1 209	1 299	1 240	1 076	1 220	1 109	1 115
Saskatchewan à l'Alberta	4	3	3	2	3	0	0	0	0	15
Alberta à la Saskatchewan	0	0	0	4	0	0	0	0	0	42
Alberta à la C.-B.	385	261	188	46	259	182	617	710	1 218	2 477
C.-B. à l'Alberta	100	165	442	163	296	37	553	521	364	242
Total	52 709	51 181	50 303	46 007	54 302	51 663	50 706	49 201	41 517	36 176

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

9. LE TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ

LA LONGUEUR DU RÉSEAU

Au Canada, la longueur totale des circuits à 50 kilovolts (kV) et plus a augmenté de 724 kilomètres en 1989 pour atteindre 150 247 km. La répartition est la suivante : 32 % des lignes se classent dans une fourchette de 100 kV à 149 kV; 25 % entre 200 kV et 299 kV et 21 % entre 50 kV et 99 kV (voir le tableau 9.1). Terre-Neuve et le Québec sont les deux seules provinces à disposer de lignes de transport de plus de 600 kV. Terre-Neuve a ainsi trois lignes à 735 kV de sa centrale hydro-électrique de Churchill Falls à la ville de Québec et à Montréal, alors que le Québec a cinq lignes à 735 kV transportant de l'énergie électrique de ses trois centrales de la région de la baie James à Montréal et vers les États-Unis. Le Québec a également une ligne de 765 kV dont il se sert presqu'exclusivement pour l'exportation, et qui transporte l'énergie électrique de Châteauguay à l'État de New York.

L'Ontario, le Manitoba et la Saskatchewan sont les principales provinces à avoir prolongé leurs réseaux de transport en 1989. L'Ontario a prolongé son réseau de 184 km en y ajoutant une ligne à 500 kV de sa centrale de Lennox à Hawthorne. Hydro-Manitoba a ajouté 123 km à ses circuits à 230 kV, de Lettellier à St. Leon. Saskpower a ajouté 200 km à sa ligne de transport à 230 kV, reliant Coteau Creek à Brada. Plusieurs petites lignes sont également venues prolonger les réseaux de Terre-Neuve, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Québec et de la Saskatchewan.

Actuellement, seize lignes intra-provinciales sont en construction, et se classent dans une fourchette de 138 kV à 500 kV. Elles représentent une longueur de circuit totale d'environ 2 400 km. Newfoudland and Labrador Hydro a trois lignes de 138 kV et prévoit prolonger son réseau de 274 km. La centrale au charbon de Trenton de la Nova Scotia Power doit entrer en service en octobre 1991; deux lignes de 138 kV et une ligne de 345 kV sont donc en construction pour interconnecter Trenton, Hopewell et Lakeside. Le réseau de la Nova Scotia Power sera ainsi prolongé de 178 km.

Tableau 9.1. Longueur des circuits au Canada, 1989

	50 - 99 kV	100 - 149 kV	150 - 199 kV	200 - 299 kV	300 - 399 kV	400 - 599 kV	600 kV et plus	Total
				(km)				
T.-N.	2 356	1 682	-	2 005	-	-	612	6 655
Î.-P.-É.	390	169	-	-	-	-	-	559
N.-É.	2 027	1 682	-	1 067	96	-	-	4 872
N.-B.	2 716	1 963	-	616	969	-	-	6 264
Qué.	4 150	7 762	2 190	3 810	7 040	192	9 946	35 090
Ont.	247	12 318	-	13 890	6	2 449	-	28 910
Man.	6 756	4 266	-	4 476	-	2 042	-	17 540
Sask.	4 849	4 104	-	2 761	-	-	-	11 714
Alb.	3 481	9 035	-	5 799	-	215	-	18 530
C.-B.	4 996	4 702	316	3 430	403	5 344	-	19 191
Yukon	65	497	-	-	-	-	-	562
T. N.-O.	100	-	-	-	-	-	-	100
Canada	32 133 (21 %)	48 180 (32 %)	2 506 (2 %)	37 854 (25 %)	8 514 (6 %)	10 242 (7 %)	10 558 (7 %)	149 987 (100 %)

Sources : Statistique Canada, n° de catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

Pour stimuler ses exportations, Hydro-Québec construit une ligne à 450 kV de Radisson (près de la centrale La Grande-2) à Des Cantons (près de la frontière du Vermont), qui ajoutera 1 100 km au réseau de transport d'électricité québécois. La société construit également une ligne à 315 kV reliant la centrale La Grande-4 à Tilly à la centrale La Forge-1 près de Nikamo, une longueur de circuits totale de 83 km.

L'Ontario ajoutera trois lignes à 500 kV dont deux interconnecteront la centrale nucléaire de Bruce et la centrale au charbon de Nanticoke à Longwood, et une troisième qui reliera la centrale au mazout de Lennox à Hawthorne. Ces nouvelles lignes ajouteront 525 km à la longueur totale des circuits ontariens.

En Saskatchewan, une ligne à 230 kV est en construction. Ce nouvel ajout interconnectera la centrale au charbon de Shand, qu'on prévoit mettre en service en 1992, à Boundary Dam. La longueur totale de ce circuit n'est que de 15 km; toutefois, on envisage une autre ligne de 230 kV, longue de 120 km, pour relier Shand à Peebles. Par ailleurs, on construit également en Alberta trois lignes à 240 kV d'une longueur totale de circuits de 213 km, dont deux sont la propriété de TransAlta Utilities et l'autre d'Alberta Power.

Tableau 9.2. Interconnexions provinciales à la fin de 1989

Connexion	Tension	Capacité nominale*
	(kV)	(MW)
Colombie-Britannique - Alberta	1 x 500 1 x 138	800 110
Alberta - Saskatchewan	1 x 230	150
Saskatchewan - Manitoba	3 x 230 2 x 110	400 100
Manitoba - Ontario	2 x 230 1 x 115	260
Ontario - Québec	4 x 230 7 x 120	1 300
Québec - Terre-Neuve	3 x 735	5 225
Québec - Nouveau-Brunswick	2 x ±80(CC) 2 x 345 2 x 230	700 300
Nouveau-Brunswick - Nouvelle-Écosse	2 x 138 1 x 345	600
Nouveau-Brunswick - Î.-P.-É.	2 x 138	200

* *Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité nominale.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

LE TRANSPORT INTERPROVINCIAL

Trente-six interconnexions provinciales d'importance, qui représentent une capacité nominale de 10 145 MW, favorisent maintenant les échanges et améliorent la fiabilité de l'exploitation des réseaux électriques (voir le tableau 9.2). En 1989, une importante liaison interprovinciale a été mise en service entre l'Alberta et la Saskatchewan. Cette interconnexion relie Swift Current (Saskatchewan) à Empress (Alberta), et permet à ces deux provinces de partager une capacité installée de 150 MW et de procéder à des échanges commerciaux. En Saskatchewan, cette ligne représente 167 km de circuits à 230 kV et 10 km de circuits à 138 kV en Alberta. Il s'agit de la première interconnexion au Canada entre les réseaux de l'Est et de l'Ouest du continent.

Une ligne à 138 kV est en construction entre le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard. Elle augmentera, entre les deux provinces, la capacité de transit de 100 MW, et sera sans doute en service en octobre 1990. Pour le moment, on ne prévoit qu'une seule interconnexion provinciale, soit une ligne à 500 kV qui relierait Riel (Manitoba) à Dryden (Ontario), avec une longueur totale de circuits de 285 km. Cette interconnexion livrerait une puissance de 1 000 MW à Hydro-Ontario en vertu d'un contrat de 20 ans débutant en 2000 (voir le tableau 9.3).

LE TRANSPORT INTERNATIONAL

Les interconnexions jouent un rôle majeur dans les réseaux électriques modernes. La plupart des services d'électricité possèdent des lignes est-ouest et nord-sud afin d'échanger puissance et énergie. Le Canada compte maintenant plus de 100 lignes de transport internationales pour faire le commerce de l'électricité avec les États-Unis. Même si la plupart de ces lignes ont une faible capacité, il existe tout de même 36 interconnexions à 69 kV ou plus qui représentent une capacité de transit totale de 17 500 MW (voir le tableau 9.4 et la figure 9.2).

On envisage de construire sept lignes de transport internationales dont quatre en Colombie-Britannique, et une dans chacune des provinces du Nouveau-Brunswick, du Québec et du Manitoba. B. C. Hydro planifie actuellement la construction de quatre lignes à 230 kV. Ainsi, elle augmentera sa capacité de transit totale garantie d'environ 1 100 MW. Énergie NB n'attend que les autorisations environnementales pour construire sa ligne de 345 kV. Aussitôt que l'évaluation des incidences environnementales est approuvée, la construction débutera. Cette ligne sera

Tableau 9.3. Interconnexions provinciales envisagées

Province	Tension	Capacité de de transit estimée	Date d'achèvement	Statut*
	(kV)	(MW)		
Nouveau-Brunswick - Île-du-Prince-Édouard	138	100	1990	C
Manitoba - Ontario	500	1 200	2000	P

* *C = en construction*
P = proposée

Sources : Les services canadiens d'électricité

probablement mise en service en novembre 1992, avec une capacité de transit totale garantie de 300 MW. Hydro-Québec envisage aussi une ligne à 120 kV vers le Vermont et Hydro Manitoba une ligne à 230 kV vers le Minnesota. L'entrée en service de ces deux lignes est prévue pour 1991 et 1995, respectivement (voir le tableau 9.5).

LE TRANSPORT SUR DE LONGUES DISTANCES

Le Canada est un chef de file dans le domaine du transport de l'électricité sur de longues distances, qu'il s'agisse de courant alternatif à très haute tension (THT) ou de courant continu à haute tension (CCHT). Le phénomène s'explique en grande partie par l'abondance de ses ressources hydrauliques. Au début du siècle, l'avènement du transport à haute tension a permis de mettre en valeur le potentiel hydro-électrique des chutes du Niagara, afin de répondre aux besoins sans cesse croissants des agglomérations du Sud de l'Ontario. Au Québec, à la même époque, la première ligne de transport à 50 kV était construite pour alimenter Montréal à partir de la centrale de Shawinigan.

Plusieurs provinces, une fois qu'elles ont eu mis en valeur les principaux cours d'eau à proximité des centres de consommation, durent étendre leurs réseaux en y ajoutant des lignes de transport, à THT ou en CCHT, sur de longues distances. En 1965, Hydro-Québec installa le premier réseau de transport à 735 kV au monde. Aujourd'hui, cette ligne s'étend sur plus de 1 100 kilomètres des chutes Churchill Falls au Labrador à Montréal. De plus, un circuit comparable relie sur environ la même distance le complexe de la baie James aux centres de consommation du Québec.

Le Manitoba a fait oeuvre de pionnier dans la mise au point d'un réseau à ± 450 kV en CCHT pour relier les centrales hydro-électriques du fleuve Nelson et le Sud de la province où sont concentrés la plupart des consommateurs. L'Ontario et la Colombie-Britannique possèdent également des circuits étendus, à l'échelon de tension 500 kV à THT. Tous ces circuits sont représentés à la figure 9.1.

Une telle maîtrise des techniques a permis non seulement le transport sur de longues distances, mais également l'installation de nombreuses interconnexions entre provinces voisines, et entre le Canada et les États-Unis. À la figure 9.2, les principales interconnexions provinciales et internationales sont schématisées.

Tableau 9.4. Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis*

Province	État	Tension	Capacité nominale***
		(kV)	(MW)
Nouveau-Brunswick	Maine	1 x 345	600
		1 x 138	60
		5 x 69	155
Québec	New York	1 x 765	2 300
	New York	2 x 120	300
	Vermont	2 x 120	275
	New Hampshire	±450(CC)	690
Ontario**	New York	1 x 230	470
		1 x 230	400
		2 x 230	600
		2 x 345	2 300
		2 x 69	132
		2 x 115	200
	Michigan	1 x 230	535
		1 x 230	515
		2 x 345	1 470
	Minnesota	1 x 120	35
Manitoba	Dakota du Nord	1 x 230	150
	Minnesota	1 x 230	175
	Minnesota	1 x 500	1 000
Saskatchewan	Dakota du Nord	1 x 230	150
Colombie-Britannique**	Washington	1 x 230	300
		1 x 230	400
		2 x 500	4 300

* *Capacité de 35 MW ou plus.*
** *La capacité de transit de plusieurs lignes peut ne pas correspondre au total des capacités individuelles.*
*** *Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité nominale.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 9.5. Interconnexions envisagées avec les États-Unis

Province	État	Tension	Capacité de transit estimée	Date d'achèvement	Statut*
Nouveau-Brunswick	Maine	345	300	1992	P
Québec	Vermont	120	100	1991	P
Manitoba	Minnesota	230	300	1995	P
Colombie-Britannique	Washington	2x230	500	1993	P
Colombie-Britannique	Washington	2x230	600	1995	P

* *P = proposée*

Sources : Les services canadiens d'électricité

Figure 9.1. Principaux réseaux de transport de longue distance au Canada, 1989

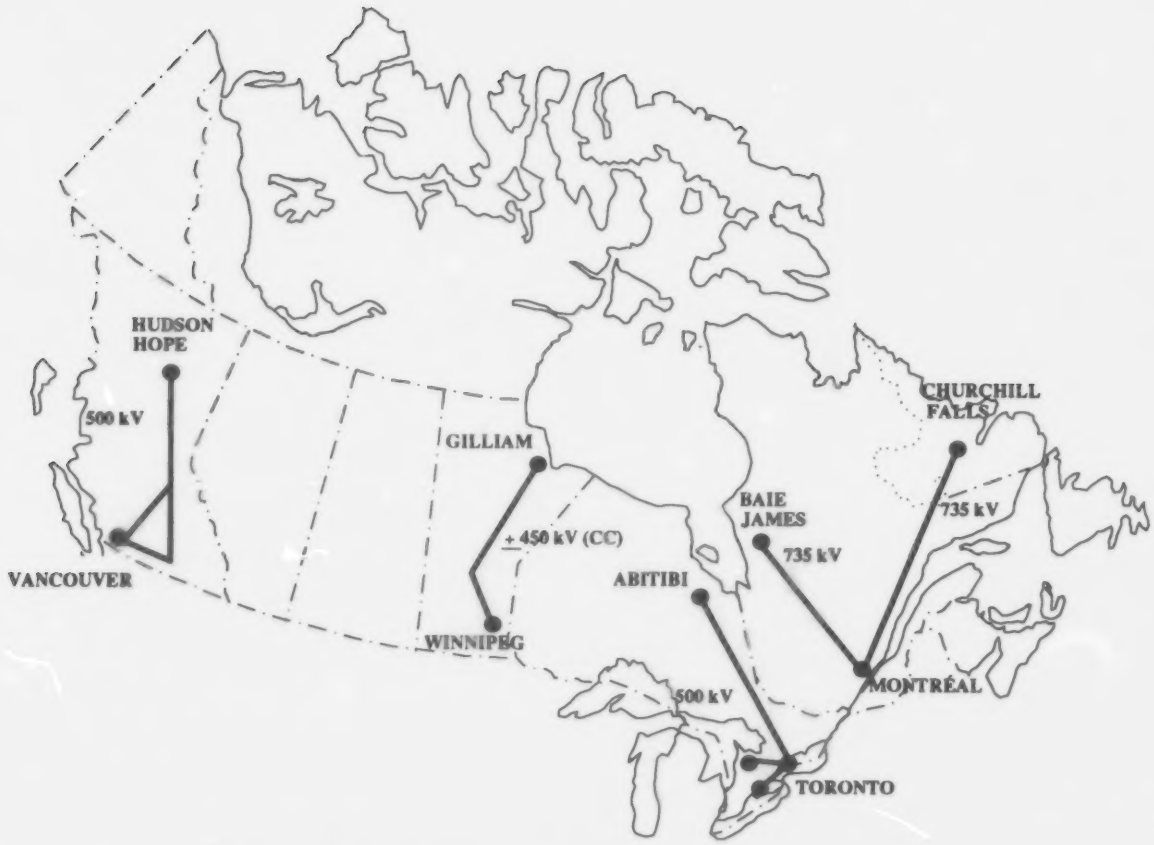
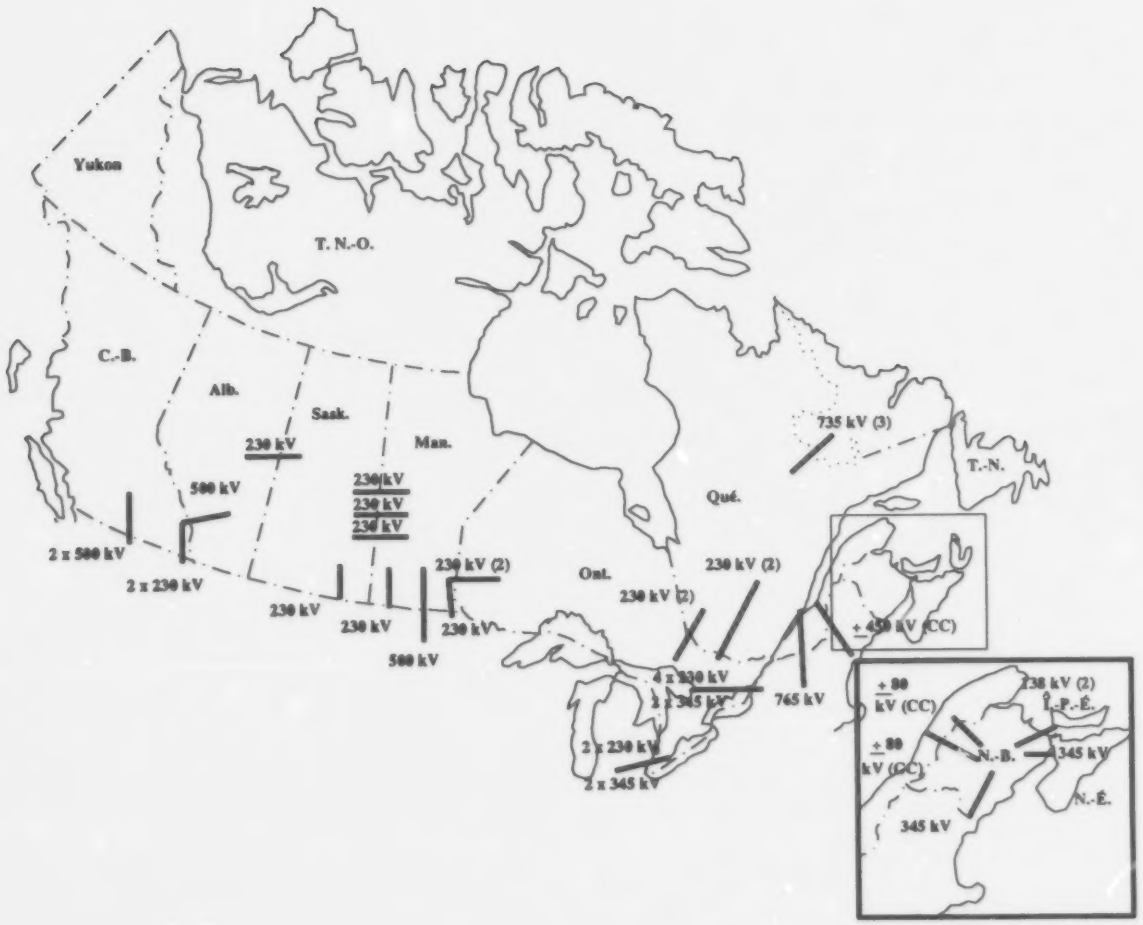


Figure 9.2. Principales interconnexions provinciales et internationales, 1989



10. INVESTISSEMENT ET FINANCEMENT DES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

INVESTISSEMENT

L'industrie de l'électricité est l'une des industries les plus capitalistiques de notre économie. De 1978 à 1989, le coefficient moyen du capital produit a été d'environ 12,0, c'est-à-dire que pour produire un dollar d'électricité, douze dollars doivent être investis dans l'industrie de l'électricité. Ce coefficient est très élevé comparativement à celui de 2,6 pour l'ensemble de l'économie.

L'électronucléaire est le mode de production d'énergie le plus capitalistique. On estime que le coût en capital de l'électronucléaire, incluant l'amortissement, le cautionnement et les frais financiers, représente environ 60 % du coût total. Les coûts en combustibles représentent seulement 15 % et l'exploitation et l'entretien 20 %. Grâce à cette structure de coûts, l'électronucléaire se dérobe à l'inflation pendant ses 40 années de service.

Chaque année, les services d'électricité investissent dans la construction de nouvelles installations ou l'amélioration du réseau existant, afin de pouvoir répondre aux besoins de leurs clients. Les dépenses d'investissement engagées par les services d'électricité sont passées de 1,8 milliard de dollars en 1971 à 8,9 milliards de dollars en 1989, à raison d'un taux de croissance annuel moyen de 9,4 %, ce qui représente tout de même, en soustrayant un taux d'inflation de 5,3 % (déterminé par l'indice

Tableau 10.1. Investissement des services d'électricité, 1971-1989

	Investissement dans le secteur de l'énergie électrique (millions de $)	Investissement des services exprimé en % des investissements totaux dans le secteur de l'énergie	Investissement des services exprimé en % des investissements totaux dans l'économie	Investissement des services exprimé en % du PIB
1971	1 747	52	8	1,8
1972	1 754	49	7	1,6
1973	2 244	53	8	1,8
1974	2 753	53	8	1,8
1975	3 957	58	9	2,3
1976	4 229	55	9	2,1
1977	4 884	56	10	2,2
1978	5 936	58	11	2,5
1979	6 364	53	10	2,3
1980	6 109	42	8	2,0
1981	7 319	40	9	2,1
1982	8 408	39	10	2,2
1983	7 770	42	10	1,9
1984	6 340	37	8	1,4
1985	5 727	34	6	1,2
1986	5 618	41	6	1,1
1987	5 946	45	6	1,1
1988	6 971	44	7	1,2
1989	8 863	51	8	1,4

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

implicite des prix de l'investissement brut) une augmentation réelle d'environ 4,1 %. Au tableau 10.1, on peut constater à quel point l'électricité absorbe des capitaux, ainsi que son importance dans l'économie canadienne. En raison de la progression, au cours des trois dernières années, du taux d'accroissement de la demande supérieure aux prévisions, les services d'électricité ont augmenté leurs dépenses en capital de plus de 1 milliard de dollars en 1988 et d'environ 2 milliards de dollars en 1989. Conscients de la diminution graduelle de leur capacité excédentaire, la plupart des services d'électricité au Canada prévoient augmenter leurs dépenses en capital d'environ 29 % en 1990 (voir le tableau 12.9).

Le tableau 10.2 donne un aperçu des dépenses d'investissement du secteur énergétique. Au cours de la période 1972-1989, l'industrie de l'électricité en absorbait la plus grosse part, sauf en 1984 et 1985, années au cours desquelles les secteurs pétrolier et gazier étaient prépondérants. Au cours des derniers 18 ans, les dépenses d'investissement de l'industrie de l'électricité s'élevaient à 101 milliards de dollars (représentant 45 % des investissements totaux du secteur énergétique), suivies par celles des secteurs pétrolier et gazier avec 75 milliards soit 33 % du total. En 1989, la part de l'industrie de l'électricité représentait 51 % des dépenses d'investissement totales engagées dans le secteur énergétique, ce qui indique que l'industrie de l'électricité connaîtra peut-être une période d'investissements élevés semblable à celle des années 1970 (voir le tableau 10.1).

Des 101 milliards de dollars investis entre 1972 et 1989, les dépenses se répartissent comme suit : équipement de production, environ 57 %; transport, 19 %; distribution, 13 % et autres dépenses, 11 % (voir le tableau 10.3). Les investissements dans la production ont été élevés durant cette période puisque, selon la règle, ils ne doivent représenter que 50 % des investissements totaux de l'industrie. La figure 10.1 illustre la répartition des dépenses d'investissements des services d'électricité en 1989.

Au tableau 10.4 figurent les immobilisations de 15 services d'électricité d'importance pour les années 1988 et 1989. À l'exception du Newfoundland and Labrador Hydro, de Hydro-Manitoba, du Edmonton Power, de B.C. Hydro et de la Northwest Territories Power Corporation, tous les principaux

Tableau 10.2. Dépenses d'investissement des industries du secteur énergétique

	Pétrole et gaz naturel								
Année	Exploration et production	Raffinage et commercialisation	Usines de traitement et transport du gaz naturel	Oléoducs et gazoducs	Électricité	Produits et mines de charbon	Mines d'uranium	Entrepreneurs de forage	Total
	(en millions de dollars)								
1972	666	351	272	447	1 754	42	11	24	3 567
1975	1 390	601	341	362	3 957	123	30	27	6 831
1980	5 745	523	698	602	6 109	306	277	198	14 458
1985	8 187	693	942	665	5 727	475	160	80	16 929
1986	5 401	743	782	587	5 618	434	144	30	13 739
1987	4 415	1 082	746	503	5 946	338	113	13	13 156
1988	5 590	1 177	875	829	6 971	345	139	17	15 943
1989	4 349	1 359	939	1 546	8 863	326	102	14	17 492

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 10.3. Répartition de l'investissement en capital

Année	Production	Transport	Distribution	Autre	Total
			(en millions de dollars courants)		
1972	1 020	432	229	73	1 754
1975	2 460	616	547	334	3 957
1980	3 580	1 114	703	712	6 109
1985	2 941	836	1 008	942	5 727
1986	3 214	815	989	600	5 618
1987	2 774	1 200	1 039	933	5 946
1988	3 137	1 812	1 115	907	6 971
1989	4 520	2 216	1 330	797	8 863

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 10.4. Investissement en capital des principaux services d'électricité

	1988	1989	Variation d'année en année
	(en millions de dollars courants)		
Newfoundland and Labrador Hydro	94	86	-8
Newfoundland Light & Power	38	47	9
Maritime Electric Co. Ltd.	10	17	7
Nova Scotia Power	217	240	23
Énergie Nouveau-Brunswick	127	184	57
Hydro-Québec	2 107	2 465	358
Ontario Hydro	2 900	3 300	400
Hydro-Manitoba	381	361	-20
Saskatchewan Power	200	223	23
Alberta Power	124	189	65
Edmonton Power	235	209	-26
TransAlta Utilities	223	293	70
B.C. Hydro	238	121	-117
Yukon Energy Corporation	3	14	11
Northwest Territories Power Corporation	27	21	-6
Canada	6 924	7 770	846

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

services d'électricité ont augmenté leurs dépenses d'investissement en 1989. Hydro Ontario est la plus grande dépensière et prend à son compte tout près de 43 % des dépenses totales en 1989 et ce, en raison de la poursuite des travaux à la centrale nucléaire de Darlington.

FINANCEMENT

Pour aménager un projet énergétique, un service d'électricité a normalement recours à ses fonds de réserve pour financer une partie des coûts de construction (autofinancement). Mais il a également recours aux emprunts sur les marchés intérieur ou international (financement par emprunt), ainsi qu'à l'émission d'obligations ou d'actions (financement par actions). Les services d'électricité doivent souvent payer des intérêts fixes sur leur financement par emprunt, alors que leurs versements sur le financement par actions, tout particulièrement les émissions d'actions, sont déterminés par l'activité du service.

Pour leurs besoins en capitaux, les services d'électricité du Canada font habituellement appel aux marchés financiers internationaux car le marché financier canadien ne peut combler entièrement leurs besoins. Au 31 décembre 1988, la dette à long terme impayée des principaux services d'électricité canadiens s'élevait à environ 64 milliards de dollars. On estime que 38 milliards de dollars (environ 60 %) provenaient du marché canadien et 26 milliards de dollars (40 %) de l'étranger. Les États-Unis auraient fourni environ 22,6 milliards de dollars (87 %) de la part du financement international; la Suisse, 1,1 milliard de dollars (4 %); l'Allemagne de l'Ouest, 879 millions de dollars (3 %); le Japon, 640 millions de dollars (2,5 %); le Royaume-Uni, 509 millions de dollars (2 %); et un certain nombre de pays européens, le reste soit 151 millions de dollars (1,5 %). (Voir le tableau 10.5.)

Tableau 10.5. Dette à long terme et sources de financement des principaux services d'électricité, 1988

	Dette à long terme	Sources de financement de la dette à long terme	
	(en millions de $)	Canadiennes (%)	Étrangères (%)
Newfoundland and Labrador Hydro	1 389	52	48
Newfoundland Light & Power	139	93	7
Maritime Electric Co. Ltd.	27	100	0
Nova Scotia Power	1 197	81	19
Énergie Nouveau-Brunswick	1 813	53	47
Hydro-Québec	20 576	42	58
Ontario Hydro	24 240	70	30
Hydro-Manitoba	3 341	47	53
Saskatchewan Power	2 040	70	30
Alberta Power	425	100	0
Edmonton Power	865	100	0
TransAlta Utilities	1 218	97	3
B.C. Hydro	6 774	66	34
Yukon Energy Corporation	53	100	0
Canada	64 097	60	40

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Les services publics d'électricité au Canada et aux États-Unis ont surtout recours à l'emprunt pour se financer. Pour leur part, les services privés s'appuient surtout sur le financement par actions. Au tableau 10.6 on trouve le taux d'endettement des services publics d'électricité qui se situe dans une fourchette comprise entre 74 % et 99 %. Tous les services publics sont en bonne santé financière sauf la Nova Scotia Power et Hydro-Manitoba. En revanche, le taux d'endet-

Tableau 10.6. Comparaison des taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis, 1985-1988

	1985	1986	1987	1988
			(%)	
CANADA				
Services publics				
Newfoundland and Labrador Hydro	90	88	86	83
Nova Scotia Power	95	96	98	99
Énergie NB	88	84	85	83
Hydro-Québec	76	76	75	74
Ontario Hydro	84	84	84	83
Hydro-Manitoba	96	96	97	98
Réseau hydro de Winnipeg		68	71	72
Saskatchewan Power	87	88	87	81
Edmonton Power	80	75	75	75
B.C. Hydro	86	88	86	81
Services privés				
Newfoundland Light & Power	45	43	48	43
Maritime Electric Co. Ltd.	43	42	43	47
TransAlta Utilities Corporation	33	38	35	39
Alberta Power	29	32	39	38
ÉTATS-UNIS				
Services publics				
Tennessee Valley Authority	83	83	83	83
Bonneville Power Administration	100	100	100	100
Power Authority of the State of New York	71	72	74	69
Services privés				
Boston Edison Company	51	46	48	46
Northeast Utilities	53	52	53	54
Consolidated Edison Company of New York	36	36	37	38
Niagara Mohawk Power Corporation	46	47	55	55
American Electric Power Company	53	53	54	52
Northern States Power Company	46	46	43	42
Washington Water Power Company	44	48	48	51
Pacific Gas and Electric Company	48	46	49	49

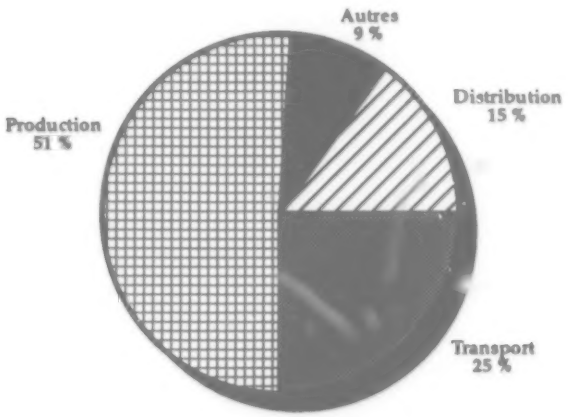
Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

tement des services privés se situait entre 38 % et 47 %, un signe que leur santé financière est, elle aussi, excellente.

Les services publics des États-Unis ont également des taux d'endettement élevés, comparables à ceux des sociétés d'État canadiennes. Tel qu'indiqué au tableau 10.6, la Power Authority of the State of New York, la Tennessee Valley Authority et la Bonneville Power Administration affichent des taux d'endettement de 69 %, 83 % et 100 %, respectivement. Parmi les services privés retenus aux fins de comparaison, le taux d'endettement variait entre 38 % et 55 % en 1988.

Dans l'ensemble, la situation financière des services privés d'électricité aux États-Unis n'est pas aussi bonne que celle de leurs homologues canadiens.

Figure 10.1. Répartition de l'investissement en capital, 1989



Investissement total : 8,9 milliards de dollars

11. PRIX DE REVIENT ET DE VENTE

COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

Durant les dernières 28 années, la hausse des coûts de construction de centrales a été plutôt faible, à l'exception de la période entre 1973 à 1981, qui coïncida avec les deux crises du pétrole de 1973 et de 1979 (voir le tableau 11.1).

Le coût unitaire des approvisionnements supplémentaires a augmenté rapidement de 1973 à 1981, dû principalement à deux facteurs : le taux élevé de l'inflation (selon l'Indice des prix à la consommation (IPC)), qui a augmenté en moyenne de 9,5 %, et le renchérissement des combustibles fossiles, en moyenne de 15 % par année. Le taux d'inflation élevé a un double effet sur l'industrie de l'électricité : les coûts de construction de nouvelles installations grimpent, tout comme le loyer de l'argent.

Au tableau 11.1 figurent également les taux d'intérêt moyens sur la nouvelle dette à

Tableau 11.1. Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1962-1989

	Taux d'intérêt moyen	Taux d'augmentation des coûts de construction			
		Hydro	Thermique	Nucléaire	IPC
		(%)			
1962	5,4	2,8	-	-	1,2
1963	5,5	3,3	-	-	1,7
1964	5,5	3,2	-	-	1,8
1965	5.7	5,0	-	-	2,5
1966	6,4	6,2	-	-	3,7
1967	6,7	3,6	1,1	-	3,5
1968	7,8	4,2	2,8	-	4,7
1969	8,6	5,7	6,8	-	4,5
1970	9,3	6,6	7,4	-	3,3
1971	8,5	4,6	6,0	-	2,9
1972	8,4	6,3	6,1	6,9	4,8
1973	8,6	9,2	9,2	9,5	7,6
1974	10,2	18,8	20,5	19,2	10,9
1975	10,7	14,3	13,4	13,1	10,8
1976	10,4	8,9	10,0	9,7	7,5
1977	9,6	5,9	7,9	7,5	8,0
1978	10,0	7,7	8,7	8,0	9,0
1979	10,9	8,7	11,0	12,7	9,2
1980	13,3	10,0	11,6	22,0	10,2
1981	16,3	13,7	11,9	11,4	12,5
1982	15,9	7,2	6,8	5,3	10,8
1983	12,8	4,6	4,1	5,0	5,8
1984	12,5	3,2	2,8	0,1	4,4
1985	11,7	1,7	3,8	4,8	4,0
1986	10,5	4,1	3,5	3,5	4,1
1987	10,9	4,1	3,0	1,9	4,4
1988	11,0	4,0	5,7	2,8	4,1
1989	10,8	4,0	3,8	5,1	5,0

Sources : Taux d'intérêt – McLeod Young Weir Ltd; coûts de construction et IPC – catalogues n^{os} 62-007 et 62-001 de Statistique Canada

long terme des services d'électricité pour la période allant de 1962 à 1989. Les taux ont commencé à augmenter après la première crise pétrolière, pour culminer en 1981 à 16,3 %. Par la suite, ils ont chuté graduellement jusqu'à environ 10,8 % en 1989. Depuis 1982, les augmentations des coûts de constructions se sont affaiblies de façon marquée. Ajustées pour tenir compte de l'inflation, les récentes augmentations du coût d'approvisionnement ont été très faibles, voire négatives.

Le tableau 11.2 illustre la progression du coût unitaire des combustibles fossiles utilisés pour produire de l'électricité. Tout comme les coûts de construction, les coûts des combustibles fossiles ont considérablement augmenté entre 1973 et 1981. On estime que le coût du gaz naturel a augmenté en moyenne de 30 % par année, celui du pétrole de 23 %, celui du charbon de l'Est de 19 % et celui du charbon de l'Ouest de 15 %. Ces coûts ont culminé en 1985. Toutefois, l'effondrement du cours du pétrole en 1986 les a réduit de façon significative, et, en 1988, les coûts du charbon et du mazout étaient toujours en perte de vitesse.

Le coût unitaire du charbon dans la production d'électricité varie d'une région à l'autre en fonction du type de charbon utilisé, de sa provenance et de la proportion de l'approvisionnement énergétique total d'origine thermique. Le coût unitaire du charbon de l'Ouest canadien servant à produire de l'électricité est passé de 1,11 mils le kW.h en

Tableau 11.2. Coût du combustible servant à la production d'électricité, 1969-1988

	Charbon* de l'Est	Charbon** de l'Ouest	Mazout	Gaz naturel	Uranium	Total
			(mills/kW.h)			
1969	3,46	1,11	4,97	2,54	-	3,24
1970	3,60	1,38	5,68	2,47	-	3,25
1971	4,20	1,28	5,98	3,15	-	3,46
1972	4,32	1,34	6,41	3,93	-	3,42
1973	4,65	1,43	7,06	3,74	-	3,13
1974	5,38	1,54	11,36	5,18	-	4,10
1975	8,64	2,07	12,87	7,17	-	6,16
1976	11,43	2,97	15,38	11,74	1,14	8,11
1977	11,89	3,20	19,01	15,21	1,34	8,40
1978	13,12	2,88	21,22	16,19	1,61	8,82
1979	16,50	3,11	23,93	15,22	1,65	9,62
1980	18,22	3,75	26,22	15,47	2,65	10,69
1981	20,48	4,83	40,77	23,22	2,68	12,22
1982	22,61	5,76	44.88	30,16	2,87	14,04
1983	23,71	5,96	57,27	31,17	3,25	13,20
1984	24,85	5,94	65,11	34,15	3,84	13,64
1985	26,07	6,59	68,02	31,81	4,74	13,54
1986	25,88	5,13	45,15	27,11	4,52	10,70
1987	25,07	5,84	37,22	22,20	4,77	11,63
1988	22,05	5,51	27,53	25,17	4,53	10,52

* *Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Ontario*
** *Alberta, Saskatchewan et Manitoba*

*Source : **Statistique de l'énergie électrique**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202, divers numéros*

1969 à 5,51 mils le kW.h en 1988. En comparaison, celui du charbon consommé dans l'Est est passé de 3,46 mils à 22,05 mils le kW.h au cours de la même période. Cette grande différence de coûts s'explique par le fait que, dans l'Ouest, le charbon qui alimente les centrales est produit sur place, alors que celui utilisé dans l'Est est importé.

Au cours des treize dernières années, l'électricité d'origine nucléaire affiche le plus faible coût unitaire au Canada : 4,53 mils le kW.h en 1988, contre 27,53 mils pour le mazout, 25,17 mils pour le gaz naturel, 22,05 mils pour le charbon consommé dans l'Est du pays et 5,51 mils pour le charbon de l'Ouest. Toutefois, en termes d'augmentations en pourcentage, le coût unitaire de l'uranium pour la production de l'électricité a augmenté à un taux annuel moyen de 12 % entre 1969 et 1988, contre 7 % pour le gaz naturel, 6 % pour le charbon consommé dans l'Est et 5 % pour le charbon produit dans l'Ouest et pour le mazout.

ÉTABLISSEMENT DES PRIX

Au Canada, les services d'électricité établissent leurs tarifs sur la base du coût moyen de production qui est généralement inférieur au coût marginal de production. Bien que la tarification selon le coût marginal assure le rendement (c'est-à-dire réduit l'écart coût-prix), cette méthode d'établissement des prix n'a pas encore été adoptée par les services d'électricité car la structure du coût marginal est complexe. Par ailleurs, les services d'électricité et les faibles prix de l'électricité ont toujours été conçus par les provinces comme des instruments de développement économique. Toutefois, la structure tarifaire s'est améliorée depuis la première crise pétrolière de 1973, et plusieurs nouvelles méthodes d'établissement des prix ont été mises en oeuvre. Par exemple, les groupes de tarifs décroissants pour les consommateurs résidentiels (c'est-à-dire plus la consommation est grande, plus les tarifs sont réduits) ont été remplacés par un tarif uniforme à Terre-Neuve, à l'Île-du-Prince-Édouard, en Saskatchewan et en Alberta.

Des tarifs saisonniers ont été introduits en Ontario en janvier 1989 et des clauses d'ajustement automatique pour l'augmentation des coûts des combustibles ont été intégrées à même la structure tarifaire des services d'électricité qui exploitent des centrales au mazout. L'objectif de toutes ces nouvelles structures tarifaires est de réduire l'écart coût/prix.

On trouve au tableau 11.3 le taux annuel des augmentations tarifaires pour les principaux services d'électricité à travers le Canada au cours des derniers dix ans. En 1989, Nova Scotia Power affichait le taux d'accroissement le plus élevé avec 6,3 %, suivi par Hydro-Manitoba avec 6 % et TransAlta Utilities avec 5,5 %. Ontario Hydro et Hydro-Québec affichaient également des taux d'accroissement modérés de 5,3 % et de 4,7 %, respectivement. La moyenne pondérée pour le Canada était de 4,3 %, contre 3,5 % en 1988. Ces dernières correspondaient à l'IPC qui affichait des augmentations de 4,1 % en 1988 et de 5,0 % en 1989.

Le tableau 11.4 fournit des données sur le produit moyen de la vente d'électricité dans chaque province. Étant donné que les tarifs d'électricité sont réglementés par les provinces et sont fixés de façon à couvrir les coûts de production, les taux d'accroissement s'accordent au taux d'inflation. Dans l'ensemble du Canada, l'accroissement annuel moyen du produit unitaire a été de 6,7 % entre 1979 et 1988. Le taux d'inflation, mesuré par l' IPC, a été de 6,6 % au cours de la même période.

Les états financiers des principaux services d'électricité figurent au tableau 11.5. En 1988, les quinze principaux services d'électricité au pays avaient des recettes totales d'exploitation de 18,6 milliards de dollars, avec un revenu net de 1,8 milliard de dollars. Malgré tout, Nova Scotia Power et Hydro-Manitoba ont subi des pertes. Les deux services sont des société d'État provinciales et ont le ratio d'endettement le plus élevé de tous les services canadiens d'électricité.

Les prix de revient de l'électricité varient d'une région à l'autre, en fonction des modes de production, de la taille du service et de son marché, des ressources intérieures et de la répartition géographique de la clientèle. Au tableau 11.6 figurent les coûts mensuels en vigueur en janvier 1990 dans un éventail de villes canadiennes. Montréal affichait le tarif résidentiel le plus faible, Vancouver, celui du secteur commercial et Winnipeg, celui du secteur industriel.

À la figure 11.1, on retrouve les fluctuations de l'électricité, du pétrole et du gaz naturel en tant qu'éléments de l'IPC, de même que les variations de l'indice lui-même. On voit que, depuis l'effondrement du cours du pétrole en 1986, le prix de l'électricité a augmenté alors que celui du mazout et du gaz naturel a chuté malgré la hausse de l'inflation.

Figure 11.1. Indices des prix, 1979-1989

1981 = 100

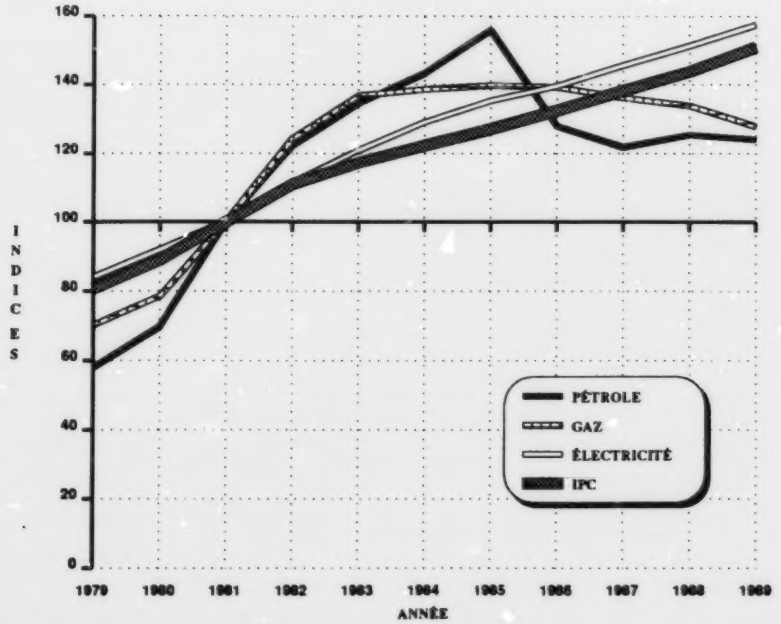


Tableau 11.3. Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1980-1989

	Variation des tarifs (en %) : moyenne établie pour toutes les catégories de clients									
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Newfoundland and Labrador Hydro	19,0	15,8	-	18,2	-	-	-1,7	-	-	1,0
Newfoundland Light & Power	11,8	14,6	-	12,0	-	-	8,7	3,0	-1,1	2,0
Maritime Electric Co. Ltd.	13,1	21,4	-**	-**	-	3,7	-3,8	-	-1,3	-
Nova Scotia Power	-[b]	36,6	-	-	-	-	-	-	-	6,3
Énergie Nouveau-Brunswick	7,8	9,8	-	8,8	6,2	4,6	-	-	-	-
Hydro-Québec	13,3	10,6	16,3	7,3	4,0	4,0	5,4	4,9	3,9	4,7
Ontario Hydro	7,3	10,0	10,0	8,2	7,5	8,6	4,0	5,0	4,7	5,3
Hydro-Manitoba	-[a]	-	-	9,5	7,9	5,0	2,8	9,7	4,5	6,0
Saskatchewan Power	7,9	16,1	7,5	12,6	9,2	-	7,5	7,5	6,1	3,9
Edmonton Power	26,0	12,0	13,2	8,0	5,0	6,7	0	3,0	1,9	-
TransAlta Utilities	-	13,0	4,0	15,0	-	1,7	6,1	-1,8	-1,0	5,5
Alberta Power	12,3	28,9	-116*	2	-	-4,3	-8,6	-5,0	14,5	2,6
B.C. Hydro	7,6	2,6	20,0*	6,0	6,5	3,8	1,8	-	-	3,0

(a) En 1979, le gouvernement provincial a gelé les tarifs jusqu'en 1983.
(b) Le gouvernement provincial a gelé les tarifs en 1980.
* *D'après le tarif dans le secteur résidentiel.*
** *Ne reflète pas les variations mensuelles des frais de service et des redressements du prix des combustibles.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 11.4. Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1979-1988

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
	(cents courants/kW.h)									
T.-N.	2,2	2,3	2,8	3,6	3,7	3,9	4,7	3,9	4,0	4,0
Î.-P.-É.	7,2	8,1	10,0	12,0	12,3	12,8	12,9	11,5	10,3	10,8
N.É.	4,6	4,5	4,9	5,9	6,9	7,5	7,3	6,9	6,8	7,0
N.-B.	3,7	4,1	4,8	5,1	5,4	5,5	5,8	5,5	5,5	5,3
Qué.	2,0	2,2	2,6	3,1	3,4	3,4	3,5	3,4	3,4	3,6
Ont.	2,6	2,9	3,2	3,6	3,9	4,2	4,5	4,5	4,9	5,1
Man.	2,7	2,8	2,8	2,9	3,1	3,4	3,6	3,6	3,9	4,0
Sask.	2,7	2,9	3,6	4,0	4,2	4,5	4,8	5,0	5,5	5,8
Alb.	3,2	3,4	4,1	4,9	5,2	5,4	5,4	5,4	5,3	5,0
C.-B.	2,4	2,6	3,0	3,8	3,8	4,1	4,4	4,2	4,2	4,2
Yukon	4,9	5,3	6,7	8,3	8,3	8,6	9,0	7,8	7,4	7,7
T. N.-O.	9,0	10,0	11,5	14,8	17,9	16,7	16,3	15,9	17,6	17,7
Canada	2,5	2,8	3,1	3,7	3,9	3,9	4,1	4,3	4,2	4,5

Source : Statistique Canada, catalogue n° 57-202

Tableau 11.5. États financiers des principaux services d'électricité, 1988

	Revenu total	Frais d'exploitation	Combustible	Achat d'énergie	Amortissement	Impôts	Intérêts	Perte au change	Autres frais	Revenu net
Newfoundland and Labrador Hydro	332	59	71	-	24	-	127	-	9	42
Newfoundland Light & Power	268	46	-	150	19	13	19	-	-	21
Maritime Electric Co. Ltd.	60	12	-	30	4	5	3	-	-	6
Nova Scotia Power	550	80	206	9	59	5	155	-	48	(12)
Énergie N.-B.	856	109	188	86	98	-	252	-	75	48
Hydro-Québec	5 306	1 419	-	136	538	295	2 050	249	-	619
Ontario Hydro	6 346	1 534	1 132	230	845	177	1 697	31	1	699
Hydro-Manitoba	610	230	-	59	83	22	242	-	-	(26)
Réseau de Winnipeg	104	25	-	53	3	2	8	-	1	12
Saskatchewan Power	639	159	114	-	83	-	204	-	13	66
Alberta Power	424	139	36	-	54	64	38	-	-	93
Edmonton Power	334	47	-	78	15	67	2	-	59	66
TransAlta Utilities	962	217	-	18	156	242	149	-	61	119
B.C. Hydro	1 769	261	23	21	225	300	872	-	(19)	86
Yukon Energy Corporation	22	7	-	-	2	-	4	-	-	9
Canada	18 582	4 344	1 770	870	2 208	1 192	5 822	280	248	1 848

Sources : Calculés à partir des rapports annuels des services d'électricité, 1988

Tableau 11.6. Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1990 (en dollars)*

Secteur :	Résidentiel	Commercial	Industriel
Demande facturable (kW) :	-	100	1 000
Consommation (kW.h) :	1 000	25 000	400 000
St. John's	67	2 060	24 817
Charlottetown	96	2 100	28 401
Halifax	78	2 365	24 729
Fredericton	65	1 788	20 450
Montréal	52	1 767	19 403
Ottawa	57	1 495	21 423
Toronto	70	2 076	25 515
Winnipeg	53	1 462	17 123
Regina	71	2 254	27 207
Saskatoon	71	2 286	27 191
Calgary	52	1 505	17 336
Edmonton	61	1 858	23 739
Vancouver	56	1 455	17 557
Whitehorse	72	2 280	26 467
Yellowknife	103	2 880	n/d

* *Les factures incluent les taxes de vente, les rabais et les subventions.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

12. PERSPECTIVES D'AVENIR

Au cours des dernières années, il est devenu difficile de prévoir la demande d'électricité, en grande partie à cause du bouleversement de l'économie, résultat de la flambée des prix des ressources énergétiques, notamment de 1975 à 1977 et de 1980 à 1982. De par le monde, le renchérissement des ressources énergétiques a provoqué des perturbations qui ont appelé des rajustements au chapitre des quantités et des types d'énergie utilisés, et remis en question certaines utilisations. L'effondrement des cours du pétrole en 1986 est venu renforcer ce climat d'incertitude alors que les ajustements aux modèles de consommation énergétique rendent toujours difficiles les prévisions économiques. Ces difficultés créent, à leur tour, un climat d'incertitude à l'égard de la demande d'électricité si étroitement liée à la croissance économique.

En dépit de cette incertitude, il est impératif d'effectuer des prévisions de la demande afin de s'assurer que la capacité installée permettra de répondre aux besoins. En effet, la mise en service de nouvelles centrales comporte de longs délais de réalisation, et les services d'électricité doivent donc prévoir la demande de nombreuses années à l'avance.

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE

Au cours des seize prochaines années, la croissance économique et démographique devrait être beaucoup plus faible qu'au cours des trente dernières années. Durant cette période, on n'envisage pas non plus de modifications structurelles de notre économie qui restera axée sur les industries de services au détriment des industries de production de biens. C'est pourquoi on prévoit un faible taux d'accroissement de la demande d'électricité. Pour un aperçu des prévisions de la demande réparties sur les dix provinces et les deux territoires, se rapporter au tableau 12.1. Les

Tableau 12.1. Prévisions de la demande d'électricité intérieure

	1989*	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1989-2005
			(MW)			(%)
T.-N.	10 496	10 994	13 129	14 677	16 408	2,8
Î.-P.-É.	727	763	889	1 001	1 127	2,8
N.-É.	9 268	10 284	11 754	13 533	15 621	3,3
N.-B.	13 506	14 277	16 707	18 928	21 455	2,9
Québec	162 811	163 500	190 450	209 450	219 150	1,9
Ontario	147 230	149 809	171 624	186 056	200 672	2,0
Man.	17 555	18 411	20 861	23 169	25 083	2,3
Sask.	13 634	14 303	16 558	18 171	19 476	2,3
Alb.	41 077	44 172	52 989	60 632	67 330	3,1
C.-B.	55 579	58 155	62 500	68 575	75 945	2,0
Yukon	440	432	457	481	507	0,9
T. N.-O.	470	489	533	581	633	1,9
Canada	472 793	485 589	558 451	615 254	663 407	2,1

* *Données actuelles*

Sources : Services d'électricité canadiens et Office national de l'énergie

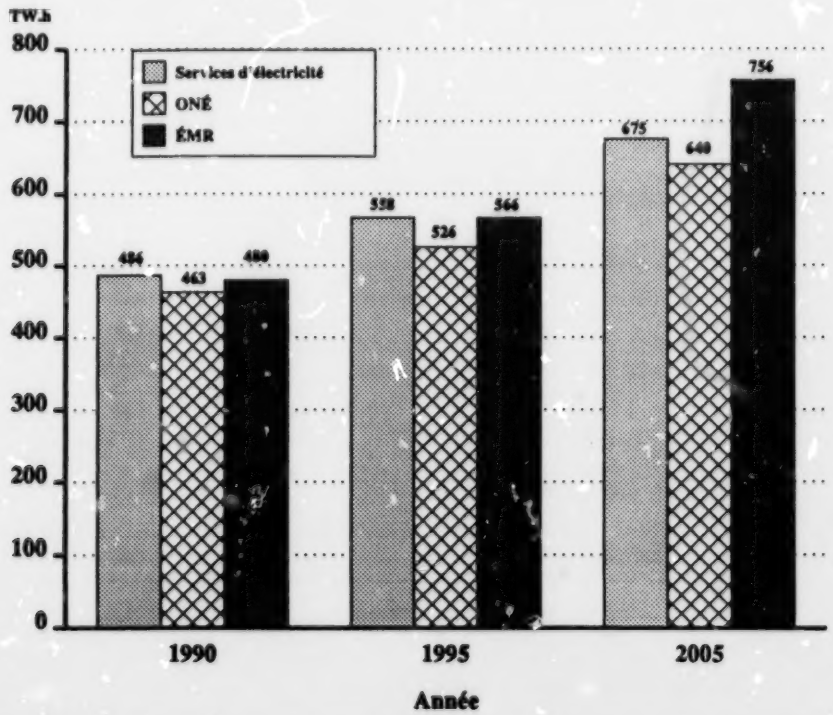
principaux services d'électricité ont fait parvenir au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (ÉMR) en mars 1990 les prévisions pour leur zone de service respective. L'Office national de l'énergie (ONÉ) a établi les scénarios pour les services de moindre envergure et les établissements industriels. La Direction de l'énergie électrique d'ÉMR a ensuite compilé les données provenant de ces deux sources pour prévoir la demande par province et territoire. Comme l'indique le tableau 12.1, la demande d'électricité pour l'ensemble du Canada augmentera en moyenne de 2,3 % par an pour la période visée (1989-2005).

Divers scénarios de la demande d'électricité pour l'ensemble du Canada sont présentés à la figure 12.1. À des fins de comparaison, sont indiquées les prévisions les plus récentes, notamment celles du Modèle de la demande et de substitution énergétique d'ÉMR, du Modèle de l'offre et de la demande de l'Office national de l'énergie ainsi que les prévisions des principaux services d'électricité du pays. Au cours des prochains seize ans, l'ONÉ prévoit une croissance annuelle de 2,2 % alors que les services d'électricité prédisent 2,3 % et ÉMR 3 %. Quoi qu'il en soit, tous annoncent une croissance bien inférieure à celle de 5,3 % qui avait été observée entre 1960 et 1989.

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE DE POINTE

Un réseau d'électricité doit répondre à deux besoins essentiels : produire suffisamment d'énergie pour combler la demande énergétique et pouvoir compter sur une puissance capable de répondre à la demande de pointe. C'est en hiver que tous les principaux services d'électricité des dix provinces et des deux territoires connaissent leur demande de pointe. Au tableau 12.2, on trouve les demandes de pointe des provinces et territoires, selon les prévisions des principaux services pour la période hivernale 1989-2005. La demande de pointe pour

Figure 12.1. Comparaison des prévisions de la demande d'électricité



l'ensemble du Canada augmentera à un taux annuel moyen de 2,2 %, soit un peu moins que celui de la demande d'électricité de 2,3 %, ce qui semble indiquer que le facteur de charge du réseau canadien d'électricité variera légèrement de 66,3 % en 1989 à 66,4 % prévu pour l'an 2005.

PRÉVISIONS DE LA PUISSANCE INSTALLÉE

À en juger par les taux d'accroissement prévus de la demande qui sont présentés aux tableaux 12.1 et 12.2, la capacité installée totale du Canada connaîtra une croissance annuelle moyenne de 1,9 %, ce qui la ferait passer de près 102 GW en 1989 à quelque 138 GW vers la fin de 2005 (voir le tableau 12.3). Cette progression est légèrement inférieure aux taux de croissance de la demande ou de la demande de pointe, en raison de la surcapacité que possèdent certaines provinces à l'heure actuelle.

On trouve au tableau 12.4 les prévisions de la capacité installée réparties par mode de production pour la période 1989-2005. En raison des préoccupations environnementales du grand public, le charbon devrait voir sa part de la capacité reculée de façon significative d'environ 19 % de la capacité installée totale à 14 % en l'an 2005. Le mazout et le gaz naturel sont principalement utilisés pour la production d'énergie en vue de répondre aux demandes de pointe, et leurs parts de la capacité se maintiendront, durant cette période autour de 7 % et 3 %, respectivement. L'hydraulique et le nucléaire augmenteront leurs parts au détriment du charbon. La part du nucléaire augmentera de 12 % en 1989 à 13 % en 2005 alors que celle de l'hydraulique augmentera de 57 % à 59 % pour la même période.

À en juger par les diverses prévisions portant sur la capacité installée totale du pays (voir

Tableau 12.2. Prévisions de la demande de pointe intérieure

	1989*	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1989-2005
			(MW)			(%)
T.-N.	1 884	1 847	2 121	2 346	2 590	2,0
Î.-P.-É.	127	138	158	176	196	2,8
N.-É.	1 627	1 897	2 191	2 528	2 909	3,7
N.-B.	2 542	2 653	3 250	3 656	4 117	3,1
Québec	29 525	28 344	33 429	37 948	42 405	2,3
Ontario	24 300	25 182	28 118	30 548	32 763	1,9
Man.	3 589	3 560	4 019	4 396	4 745	1,8
Sask.	2 471	2 557	2 920	3 177	3 389	2,0
Alb.	6 079	6 401	7 804	8 910	9 982	3,2
C.-B.	9 133	9 404	10 204	11 344	12 664	2,1
Yukon	81	78	83	90	97	1,1
T. N.-O.	108	119	132	147	163	2,6
Canada	81 466	82 180	94 429	105 266	116 020	2,2

* *Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

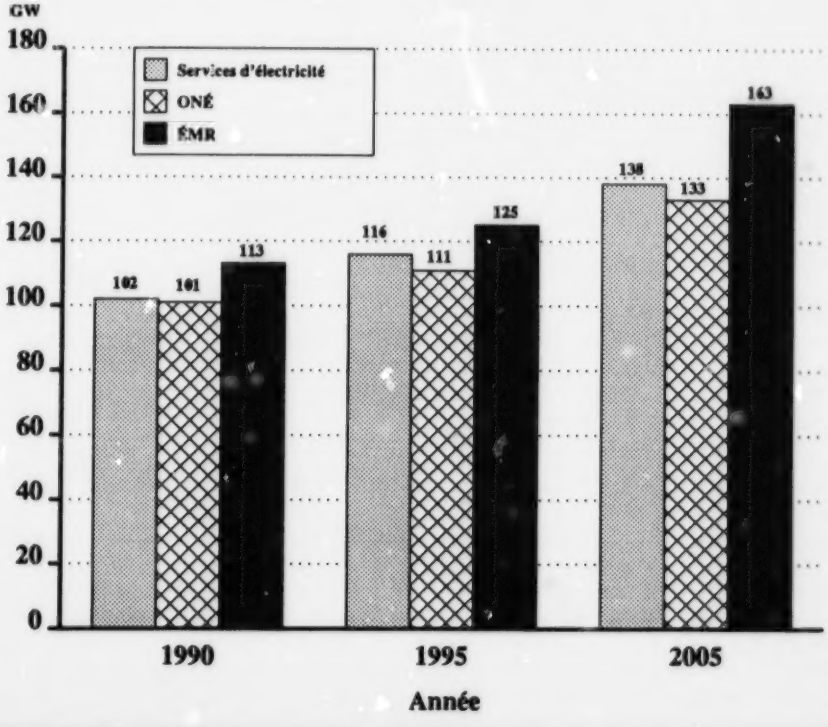
figure 12.2), on observe que celles de l'ONÉ occupent le bas de la plage, suivies par celles des services d'électricité et d'ÉMR. Pour la période allant de 1989 à 2005, l'ONÉ prévoit un accroissement total d'environ 33 GW, à raison de 2 063 MW par année, contre 36 GW soit 2 250 MW par année pour les services d'électricité et 52 GW ou 3 250 MW par année dans le cas d'ÉMR. Par ailleurs, l'ONÉ prévoit un taux d'accroissement de 1,8 % par an, les services d'électricité de 1,9 % et ÉMR de 2,4 %.

PRÉVISIONS DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Pour répondre à la fois à la demande intérieure d'électricité (tableau 12.1) et aux demandes d'exportations (figure 12.4), les services d'électricité ont préparé des prévisions de la production totale d'électricité pour la période allant de 1989 à 2005 (voir le tableau 12.5). Il semble que l'hydraulique maintiendra sa prépondérance, et sa part du total ne fléchira que de 1 %, de 60 % en 1989 à 59 % en 2005. La production d'électricité à partir du charbon perdra du terrain et sa part du marché reculera de 4 %, de 18 % en 1989 à 14 % en 2005, en raison surtout des préoccupations environnementales.

Depuis quelques années, les cours du pétrole sont en baisse, conjoncture qui, à court terme, incite les services d'électricité à utiliser leurs centrales au mazout, mais ces cours devraient se redresser sous peu. À longue échéance, on continuera d'avoir recours au mazout pour alimenter les centrales de pointe et les groupes électrogènes desservant les collectivités éloignées. Après 1990, le recours au mazout diminuera en fonction de l'augmentation de la demande générale. D'ici l'an 2005, la part du mazout dans la production totale d'électricité ne sera plus que de 2 % contre 3 % en 1989.

Figure 12.2 Diverses prévisions de la puissance installée



L'utilisation accrue du gaz naturel pour la production totale d'électricité en 1989 est attribuable à la centrale Burrard en Colombie-Britannique, remise en service pour soutenir les exportations de B.C. Hydro. C'est cependant une mesure temporaire, rendue nécessaire par la faible hydraulicité des dernières années. À long terme, le recours au gaz naturel pour la production d'électricité diminuera.

La part du nucléaire dans la production totale d'électricité passerait de 16 % en 1989 à 18 % en l'an 2005. La centrale nucléaire de Darlington en Ontario, qui sera sans doute achevée en 1992, sera à l'origine de cette nouvelle capacité nucléaire. Par la suite, la part du nucléaire chutera puisqu'aucune autre centrale n'est en construction.

Il est intéressant de noter que les services d'électricité, notamment Ontario Hydro et TransAlta Utilities, prévoient tirer une bonne partie de leur électricité de producteurs indépendants. Comme l'indique le tableau 12.6, la production d'électricité d'autres sources, y compris celle des producteurs indépendants, augmentera considérablement à partir de 1995. Vers la fin de 2005, la production de sources indépendantes représentera environ 5 % de la production totale d'électricité.

On trouve à la figure 12.3 une comparaison de divers scénarios pour la production d'électricité. Entre 1989 et 2005, ÉMR prévoit un taux d'accroissement annuel moyen de 2,9 %, les services d'électricité de 2,4 % et l'ONÉ de 2,1 %.

PRÉVISIONS DES EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ VERS LES ÉTATS-UNIS

Entre le Canada et les États-Unis, il existe en quelque sorte une situation de libre-échange en fait de commerce de l'électricité : il y a peu d'intervention directe des gouvernements dans le processus de négociation de contrats, pas de tarifs et la réglementation est

Tableau 12.3. Prévisions de la capacité installée par province

	1989*	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1989-2005
			(MW)			(%)
T.-N.	7 459	7 373	7 428	8 252	8 318	0,7
Î.-P.-É.	142	124	124	124	124	-0,8
N.-É.	2 161	2 051	2 496	2 991	3 436	2,9
N.-B.	3 521	3 466	5 062	4 630	5 502	2,8
Québec	28 565	28 359	33 808	38 369	44 220	2,8
Ontario	32 708	32 651	35 792	35 111	38 884	1,1
Man.	4 060	4 553	5 321	5 707	6 252	2,7
Sask.	2 846	2 829	3 214	3 683	3 868	1,9
Alb.	7 929	7 959	9 071	11 622	11 452	2,3
C.-B.	12 499	12 594	13 209	13 451	15 100	1,2
Yukon	128	114	123	179	142	0,7
T. N.-O.	197	186	195	189	245	1,4
Canada	102 215	102 259	115 843	124 308	137 543	1,9

**Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

réduite à sa plus simple expression. Suite à la mise en oeuvre de l'*Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis*, d'autres barrières non tarifaires seront graduellement éliminées ce qui aura pour effet d'accroître le commerce de l'électricité entre les deux pays. Le tableau 12.7 présente les exportations prévues d'électricité aux États-Unis, par province, pour la période 1989-2005. Une comparaison des prévisions des exportations d'électricité est donnée à la figure 12.4.

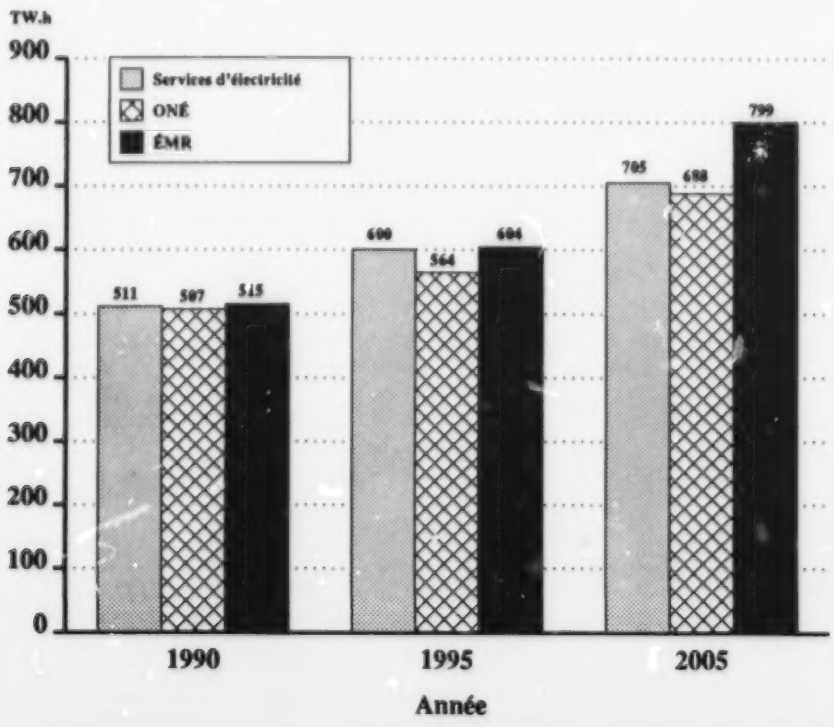
PRÉVISIONS DE LA DEMANDE DE COMBUSTIBLES

Les prévisions relatives à la demande de combustibles du tableau 12.8 sont fondées sur celles de la production d'électricité présentées au tableau 12.6. On prévoit qu'entre 1989 et 2005, la consommation de charbon en Ontario accusera une baisse de 5 millions de tonnes en raison de l'augmentation de la production d'origine nucléaire. Il n'empêche que la Nouvelle-Écosse augmentera sa consommation de charbon de 3 millions de tonnes et le Nouveau-Brunswick de 2,5 millions de tonnes. Les provinces grandes consommatrices de charbon, la Saskatchewan et l'Alberta, augmenteront elles aussi leur consommation pour la production d'électricité de 2 millions de tonnes chacune.

L'utilisation du mazout pour la production d'électricité sera élevée jusqu'en 1995. Au milieu des années 1990, elle régressera de façon marquée. Tel qu'indiqué ci-dessus, les produits pétroliers alimenteront surtout les centrales de pointe et les groupes électrogènes des collectivités éloignées.

Pendant la période visée (1989-2005), la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité serait relevée de 1 %

Figure 12.3. Comparaison des prévisions de la production d'électricité



par an. Les principaux autoproducteurs industriels, notamment ceux de l'Alberta et de l'Ontario, sont les plus gros consommateurs de gaz naturel destiné à la production d'électricité. Les services d'électricité albertains d'envergure absorbent eux aussi une bonne part du gaz naturel servant à la production d'électricité.

À mesure que le taux de pénétration de l'électronucléaire augmente au Canada, les besoins en uranium des centrales iront croissants et augmenteront de 3 % par an. Ce taux d'accroissement est supérieur à celui envisagé pour le charbon et le gaz naturel.

PRÉVISIONS DES DÉPENSES EN CAPITAL

De 1990 à 1999, les principaux services d'électricité au Canada engageront des dépenses d'immobilisation de l'ordre de 141 milliards de dollars, une moyenne de 14 milliards de dollars par an. Le Québec dépensera le plus avec 62 milliards soit 44 % des dépenses totales. Une grande partie de ces dépenses seront engagées pour la Phase II de la baie James et les aménagements hydro-électriques de Grande Baleine. L'Ontario investira environ 43 milliards de dollars dans le secteur de l'énergie électrique, soit environ 30 % des dépenses canadiennes. La centrale nucléaire de Darlington et quelques aménagements hydrauliques en absorberont la plus grande part (voir le tableau 12.9).

Le tableau 12.10 résume les dépenses en capital par fonction des principaux services d'électricité. Au cours de la période visée (1990-1999), 58 % des dépenses seront consacrées à la production, 20 % au transport, 13 % à la distribution et 9 % à d'autres types d'installations.

Figure 12.4. Comparaison des prévisions des exportations d'électricité

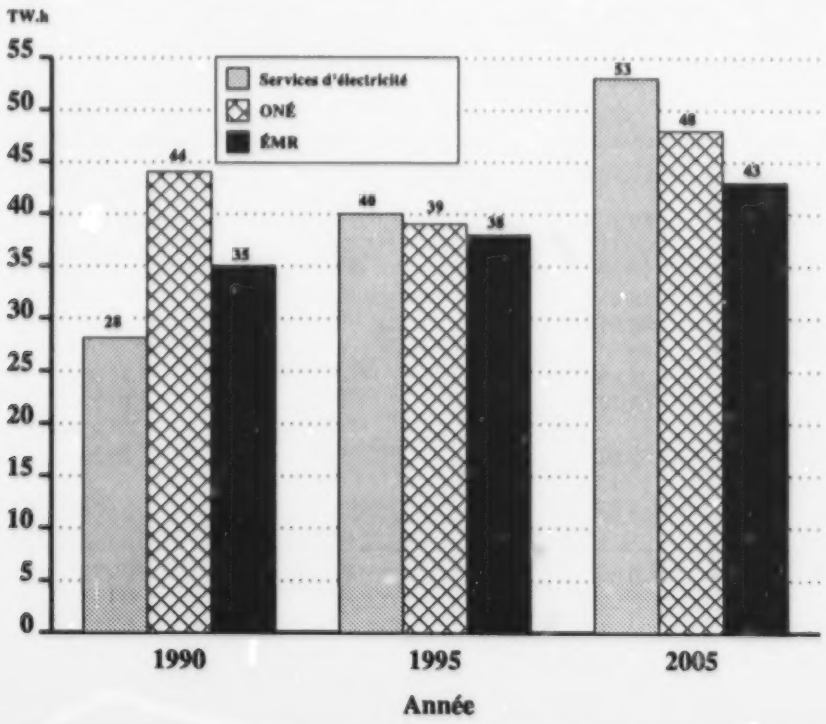


Tableau 12.4. Prévisions de la capacité installée par mode de production au Canada

	1989*	1990	1995	2000	2005
			(MW)		
Charbon	19 248	18 413	20 522	22 201	19 597
Mazout	7 413	7 460	8 950	8 223	9 554
Gaz naturel	3 523	4 443	4 888	5 067	4 921
Nucléaire	12 603	12 886	15 529	15 517	18 172
Hydraulique	58 523**	58 513	64 662	72 228	80 732
Autres***	905	544	1 292	1 072	4 567
Total	102 215	102 259	115 843	124 308	137 543

* *Données actuelles*
** *Inclus l'énergie marémotrice*
*** *Capacité tirée du traitement de copaux de bois et de gaz résiduels*

Sources : Services canadiens d électricité et Office national de l'énergie

Tableau 12.5. Production d'électricité par province : prévisions des services d'électricité

	1989*	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1989-2005
			(GW.h)			(%)
T.-N.	34 864	50 456	50 087	51 349	53 020	2,7
Î.-P.-É.	104	215	235	235	235	5,2
N.-É.	9 168	10 280	11 544	13 323	15 411	3,3
N.-B.	17 589	18 916	23 596	24 755	25 577	2,4
Québec	144 848	140 050	169 150	195 850	211 450	2,4
Ontario	141 437	148 374	178 714	192 149	202 072	2,3
Man.	18 741	22 930	29 082	32 753	34 032	3,8
Sask.	13 501	14 123	16 097	18 036	19 276	2,3
Alb.	43 335	43 789	52 989	60 632	67 330	2,8
C.-B.	57 661	60 605	66 980	69 445	75 205	1,7
Yukon	440	432	457	481	507	0,9
T. N.-O.	470	516	560	609	661	2,2
Canada	482 158	510 686	599 491	659 617	704 776	2,4

* *Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

Tableau 12.6. Prévisions de la production d'électricité par source d'énergie au Canada

	1989*	1990	1995	2000	2005
			(GW.h)		
Charbon	85 580	85 437	102 357	108 305	100 207
Pétrole	16 413	20 489	17 956	13 954	12 535
Gaz naturel	14 334	10 131	12 554	13 897	13 545
Nucléaire	75 350	82 097	106 125	113 635	127 315
Hydraulique	287 649	309 709	350 698	390 477	418 778
Autres**	2 832	2 823	9 801	19 349	32 396
Total	482 158	510 686	599 491	659 617	704 776

* *Données actuelles*
** *Production d'électricité à partir de copeaux de bois et de gaz résiduels*

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

Tableau 12.7. Exportations d'électricité vers les États-Unis

	1989*	1990	1995	2000	2005
			(GW.h)		
Nouveau-Brunswick	4 454	8 119	6 916	5 919	4 215
Québec	5 706	11 444	11 200	18 300	24 500
Ontario	2 714	1 390	8 720	8 800	11 400
Manitoba	1 228	4 519	8 489	9 977	9 036
Saskatchewan	10	112	88	88	0
Colombie-Britannique	4 350	2 560	4 480	3 720	4 060
Canada	18 462	28 144	39 893	46 804	53 211

* *Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité

Tableau 12.8. Besoins en combustibles pour la production d'électricité

	Charbon (10^3 tonnes)	Mazout (m^3)	Gaz Naturel ($10^6 m^3$)	Uranium (tonnes)
1989*	47 341	4 409 583	5 247	1 284
1990	44 691	4 787 629	4 331	1 435
1995	53 579	4 155 402	5 536	1 841
2000	56 711	964 544	6 096	1 971
2005	52 880	630 789	6 118	2 207

* *Données actuelles*

Note : 1 m^3 mazout = 6,3 bbls
1 m^3 gaz = 35,5 pi^3
1 tonne = 1 000 kg

Sources : Services canadiens d'électricité et Office national de l'énergie

Tableau 12.9. Dépenses en capital des principaux services d'électricité, 1989-1999

	1989*	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
	(en millions de dollars courants)										
T.-N.	133	149	111	106	104	159	628	929	1 262	1 248	378
Î.-P.-É.	17	16	19	18	16	12	12	10	12	22	22
N.-É.	240	358	385	271	190	189	312	317	460	388	565
N.-B.	184	464	794	815	500	171	201	436	392	195	148
Qué.	2 465	3 480	4 592	5 093	6 333	6 269	5 824	6 375	7 297	7 991	8 594
Ont.	3 300	3 700	3 400	3 500	3 300	3 600	4 100	4 300	4 700	5 700	6 300
Man.	361	454	621	497	406	386	352	604	975	1 213	1 294
Sask.	223	350	474	274	275	323	321	293	201	279	345
Alb.	691	793	563	507	691	822	884	948	859	858	877
C.-B.	121	187	269	359	403	581	527	717	721	783	1 066
Yukon	14	10	13	24	7	9	8	12	12	13	14
T. N.-O.	21	29	42	26	10	6	6	20	21	21	23
Canada	7 770	9 990	11 283	11 490	12 235	12 527	13 175	14 961	16 912	18 711	19 626

* *Données actuelles*

Sources : Services canadiens d'électricité

Tableau 12.10. Dépenses en capital par fonction, 1989-1999

	1989*	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
	(en millions de dollars courants)										
Production	3 981	5 518	6 557	6 645	6 565	6 737	7 646	8 820	9 496	10 882	12 112
Transport	1 923	2 141	2 107	2 211	2 516	2 552	2 213	2 855	3 860	4 070	3 763
Distribution	1 163	1 368	1 500	1 560	1 883	1 981	2 017	2 000	2 103	2 206	2 134
Autres**	703	963	1 119	1 074	1 271	1 257	1 299	1 286	1 453	1 553	1 617
Total	7 770	9 990	11 283	11 490	12 235	12 527	13 175	14 961	16 912	18 711	19 626

* *Données actuelles*
** *Inclus les postes des réseaux de transport et de distribution*

Sources : Services canadiens d'électricité

13. LA GESTION AXÉE SUR LA DEMANDE

SON IMPORTANCE

Gérer la demande d'électricité n'est pas nouveau pour les services canadiens d'électricité. Ils offrent depuis déjà plusieurs décennies des tarifs réduits pour un service interruptible, et leurs efforts de recherche en vue d'améliorer le rendement de l'éclairage remonte au début du siècle. Toutefois, au seuil des années 1990, les services d'électricité consacrent plus d'efforts à la gestion axée sur la demande (GAD) et, dans certaines provinces, les initiatives individuelles sont intégrées dans des programmes complets de GAD. Ces derniers sont envisagés comme un moyen de fournir un service d'électricité de qualité et ce, d'une manière souple, économique et respectueuse de l'environnement.

Depuis toujours, les services d'électricité ont répondu à l'accroissement de la demande d'énergie électrique en construisant de nouvelles installations de production, ce qui a entraîné une croissance sans mesure, sans direction et sans limite.

Les activités conçues pour répondre à la charge plutôt que pour la gérer se répercutent financièrement sur les services et, éventuellement, sur leurs clients. Selon les stratégies de planification traditionnelles des services d'électricité, il est nécessaire de faire appel à des sources de production supplémentaires lorsqu'il y a accroissement de la charge. Avec le temps, les services d'électricité se voient contraints d'avoir recours à des sources de production toujours plus coûteuses, que ce soit des centrales hydro-électriques dans des régions éloignées des centres de consommation, des combustibles nouveaux ou de remplacement, ou, encore, l'importation. Il coûte toujours plus cher d'aménager de nouvelles installations et, dans certains cas, elles engagent des coûts environnementaux importants.

Pour alimenter cette croissance sans limite de la charge, les services d'électricité ont également soumis leurs activités aux habitudes de consommation de leur clientèle. Pour ce faire tout en maintenant peu élevés les frais de production, les services ont dû optimiser l'utilisation de leurs sources d'approvisionnement en fonction de deux facteurs importants : (i) les frais fixes et variables de diverses formes de production, et (ii) les coûts de modifier les niveaux de production d'électricité sur une courte période. Ainsi, les services d'électricité ont jugé que la façon la plus économique de suffire à la charge est, généralement, de maximiser la production en employant, (i) des sources à coûts variables et peu élevés (les centrales hydro-électriques et nucléaires) pour suffire aux exigences de la charge de base et, (ii) des sources à coûts variables et plus élevés (le charbon, le gaz et la réserve pompée) pour suffire aux exigences de la charge intermédiaire et de pointe. À la figure 13.1, on retrouve les ressources qu'un service d'électricité type utilisera pour suffire à sa charge annuelle.

Au fur et à mesure que les services canadiens d'électricité procèdent à l'évaluation des moyens de fournir de l'électricité pour répondre à la demande future, ils prennent conscience de l'écart grandissant entre les coûts de production croissants et le coûts des options que leur offre la GAD. Cette dernière a trait aux diverses actions qui peuvent être entreprises pour réduire les coûts du service d'électricité grâce à des modifications dans les habitudes et l'ampleur de la consommation d'électricité.

LES OBJECTIFS DU GAD

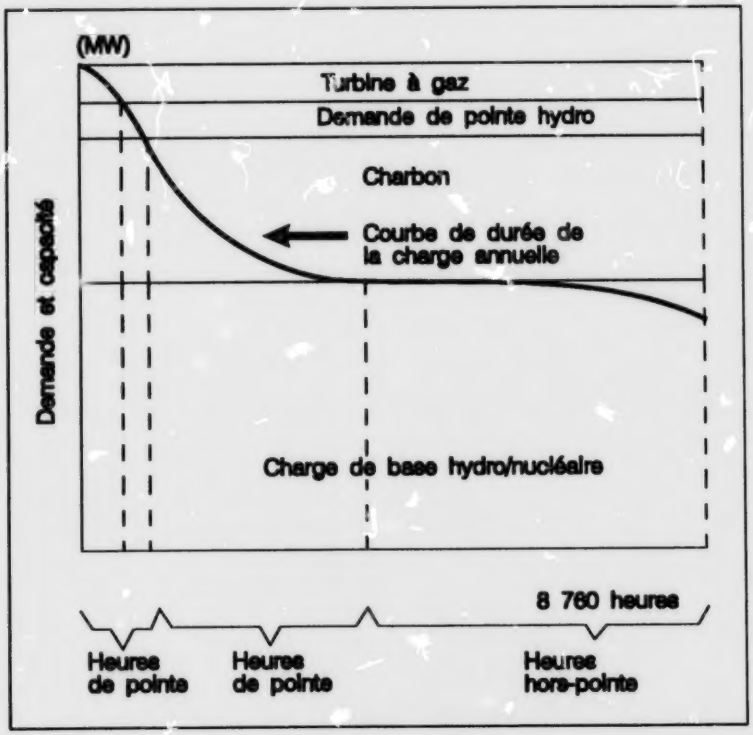
Les services d'électricité choisissent habituellement la GAD afin de (i) maximiser le rendement de leurs activités existantes (c'est-à-dire la réduction du recours à des combustibles plus coûteux et de la période au cours de laquelle les centrales ne fonctionnent pas), et (ii) afin de minimiser la nécessité de construire de nouvelles centrales (c'est-à-dire la réduction d'une capacité de pointe, et le report de la nécessité d'une capacité supplémentaire pour répondre à la charge de base). La réalisation de ces buts apporte un certain nombre d'avantages économiques et environnementaux, particulièrement des tarifs d'électricité peu élevés et des répercussions environnementales réduites.

Les cinq objectifs clés de la GAD sont :

- *La réduction de la charge* -- soit réduire la quantité d'électricité requise par la clientèle, ce qui peut être réalisé en rendant l'utilisation ultime de l'électricité plus efficace.

- *Le déplacement de la charge* -- soit réduire la demande de pointe en la déplaçant à des périodes de demande plus faibles. Un exemple de ce type d'initiatives est les tarifs selon la période d'utilisation qui tiennent compte des coûts plus élevés associés à la fourniture d'électricité au cours des périodes de demande de pointe.
- *L'écrêtement des pointes* -- soit réduire la demande de pointe sans la déplacer à une autre période, ce qui peut être réalisé en offrant des tarifs préférentiels aux consommateurs qui acceptent que leur charge soit interrompue au cours des périodes de pointe.
- *L'égalisation de la charge* -- soit favoriser l'utilisation de l'électricité durant les périodes hors-pointe afin d'augmenter la production de la charge de base et les rendements qui y sont associés, ce qui peut être réalisé grâce à des tarifs réduits.
- *La stimulation de la charge* -- soit favoriser la consommation d'électricité durant les périodes

Figure 13.1. Courbe type de durée de la charge annuelle et réduction du coût de production d'un service d'électricité



de pointe et hors-pointe. Pour réaliser la stimulation de la charge, on offre des mesures incitatives à de gros consommateurs d'électricité.

À la figure 13.2, sont illustrés les types et les exemples de programmes conçus pour atteindre les objectifs de la GAD.

Un service d'électricité choisira quels aspects de la GAD il veut mettre en oeuvre en fonction de l'équilibre de la demande et de l'approvisionnement. Les services qui ont des approvisionnements excédentaires considérables suite à une perte majeure de charge, ou qui se sont dotés d'importantes sources de production supplémentaires, ou encore qui font face à une croissance de la charge plus faible que prévue, auront tendance à favoriser les programmes de stimulation de la charge. Au contraire, les services qui sont près d'atteindre l'équilibre entre leurs sources de production et la charge, favoriseront sans doute la réduction de la charge ou le déplacement.

Au début et au milieu des années 1980, plusieurs services canadiens d'électricité avaient une capacité excédentaire provenant d'une demande inférieure aux prévisions. À ce moment, quelques services ont introduit des programmes pour stimuler la charge. Ces initiatives comprenaient des campagnes publicitaires visant l'augmentation de la consommation, l'offre de tarifs préférentiels afin d'attirer des industries grandes consommatrices d'énergie, des programmes favorisant la conversion à l'électricité, et de plus grands efforts de marketing pour mousser les ventes à l'exportation.

Aujourd'hui, la situation s'est totalement transformée. Alors que la capacité excédentaire nette du Canada chutait de 14 % en 1980 à 2 % en 1989, les services d'électricité ont mis fin aux programmes de stimulation de la charge et ont adopté de vigoureuses initiatives, seules ou dans le cadre d'un programme complet de GAD, visant la réduction de la charge ou le déplacement. Généralement, ces programmes comprennent un choix de structures tarifaires, des mesures incitatives directes, une communication étroite avec la clientèle, et de la publicité.

LES INITIATIVES EN MATIÈRE DE GAD

Les divers types d'initiatives entrepris par les services d'électricité peuvent être regroupés sous trois catégories.

Les améliorations du rendement énergétique comprennent les initiatives conçues pour inciter la clientèle à consommer plus efficacement l'électricité et ainsi réduire la charge. Ces initiatives visent habituellement à améliorer la pénétration du marché d'équipements à haut rendement énergétique ou à améliorer l'exploitation de l'équipement électrique du client.

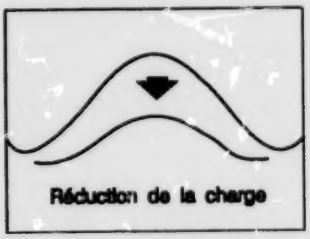
Ce type d'initiatives est au coeur des programmes de GAD des services d'électricité. Il en existe beaucoup d'exemples. Le tableau E1 de l'annexe E présente quelques-uns des programmes que les services canadiens d'électricité ont mis en oeuvre ou planifient de mettre en oeuvre.

Le déplacement de la charge a trait aux efforts d'un service pour modifier les périodes de demande de ses clients. Le but du déplacement de la charge est de réduire la demande de pointe qui se manifeste durant la journée, et, au Canada, durant l'hiver. La demande est déplacée à des périodes hors-pointe mais la demande totale d'énergie reste la même.

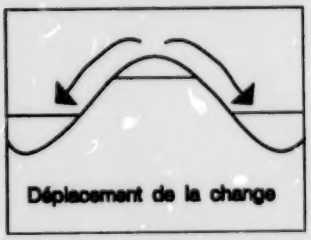
Ce type d'initiative est populaire auprès des services dont (i) la capacité est limitée i.e. qu'elle est d'origine thermique plutôt qu'hydraulique, et (ii) qui, pour répondre à la demande de pointe, doivent exploiter plusieurs unités de production onéreuses ou des unités ayant des incidences environnementales plus importantes. Le déplacement de la charge est habituellement réalisé grâce à la structuration tarifaire ou par le contrôle direct. Le tableau E2 de l'annexe E2 décrit les initiatives actuelles des services canadiens d'électricité dans le domaine du déplacement de la charge.

L'énergie interruptible est le troisième type de réduction de la charge en vertu de la GAD. C'est aussi, propablement, l'initiative de GAD avec laquelle les services sont le plus familiers. Les contrats d'énergie interruptible sont généralement offerts aux gros consommateurs d'électricité qui sont dotés de quelque forme de production complémentaire. Ces consommateurs se recrutent surtout parmi les clients industriels ou institutionnels.

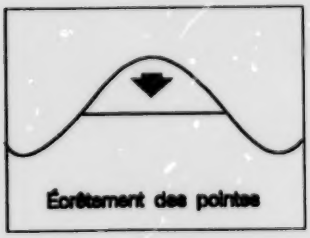
Figure 13.2. Objectifs et programmes de la gestion axée sur la demande



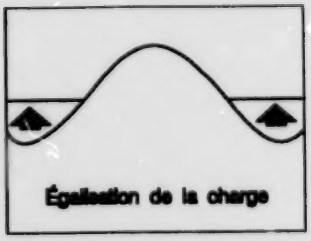
- amélioration des installations des consommateurs ultimes
- augmentations et restructuration tarifaires



- tarifs selon la période d'utilisation
- tarifs hors-pointe
- stockage de l'énergie thermique
- dispositif de commande directe



- tarifs selon la période d'utilisation
- tarifs pour l'énergie interruptible
- dispositif de commande directe



- tarifs selon la période d'utilisation
- tarifs saisonniers
- tarifs hors-pointe
- stockage de l'énergie thermique

- tarifs promotionels
- électrotechnologies industrielles
- chauffage bi-énergie
- marketing des exportations

Lors d'un contrat d'énergie interruptible, le client bénéficie d'un tarif préférentiel pour avoir accepté le risque de voir limiter intentionnellement sa charge lors de périodes de grande demande et d'approvisionnements limités.

LA GAD ET LES SERVICES CANADIENS D'ÉLECTRICITÉ

Au tableau 13.1 sont résumées les prévisions des services canadiens d'électricité à l'égard des économies de puissance provenant de la mise en oeuvre des initiatives et des programmes de GAD pour les années 1990, 2000 et 2010. Les économies prévues excèdent toute économie de puissance naturelle tirée d'une consommation plus efficace de l'électricité. Les économies de puissance sont cumulatives.

À la fin de 1990, les services canadiens d'électricité prévoient tirer de la GAD des économies de puissance d'environ 4 100 MW. En comparaison, la capacité totale au Canada à la fin de 1989 était de 102 215 MW, et la capacité des nouvelles installations au Canada en 1989 s'élevait à 1 300 MW. Toutefois, la comparaison n'est pas aussi simple qu'elle ne paraît. Les économies réalisées par la GAD touchent surtout les réductions de la demande de pointe, grâce à l'écrêtement ou au déplacement, alors que la capacité des nouvelles installations est liée à la charge de base.

La majeure partie des économies prévues réalisées par la GAD proviennent des initiatives de déplacement de la charge, tout spécialement du programme de bi-énergie d'Hydro-Québec. En vertu de ce programme, les consommateurs industriels et commerciaux utilisent, la plupart du temps, de l'électricité pour le chauffage mais passent à une autre source d'énergie, comme le mazout, durant les périodes de pointe du chauffage (soit lorsque la température tombe sous un

Tableau 13.1. Économies de puissance procurées par les valeurs cumulatives des programmes de GAD mis en oeuvre par les services d'électricité

(MW)

	1990				2000				2010			
	ARÉ	DC	ÉI	Total	ARÉ	DC	ÉI	Total	ARÉ	DC	ÉI	Total
T.-N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Î.-P.-É.	0	0	0	0	5	0	0	5	5	0	0	5
N.-É.	0	0	151	151	0	0	168	168	0	0	184	184
N.-B.	0	0	52	52	0	0	52	52	0	0	52	52
Qué.	0	1 890	850	2 740	2 300	1 970	1 200	5 470	3 020	1 800	1 200	6 020
Ont.	45	171	632	848	2 000	1 000	702	3 702	3 000	1 200	830	5 030
Man.	0	0	0	0	0	0	0	0	25	25	0	50
Sask.	14	4	153	171	14	6	153	173	14	10	153	177
Alb.	10	0	79	89	32	0	96	128	24	0	101	135
C.-B.	50	0	0	50	590	0	0	590	710	0	0	710
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Canada	119	2 065	1 917	4 101	4 941	2 976	2 371	10 288	6 798	3 035	2 520	12 363

Note : *ARÉ - Amélioration du rendement énergétique*
DC - Déplacement de la charge
ÉI - Énergie interruptible

Sources : Données tirées d'une enquête effectuée par la Direction de l'énergie électrique, ÉMR, janvier 1990

certain seuil). En échange de la conversion durant ces périodes de pointe, les clients de ce programme payent un tarif réduit pour leur consommation durant les périodes hors-pointe.

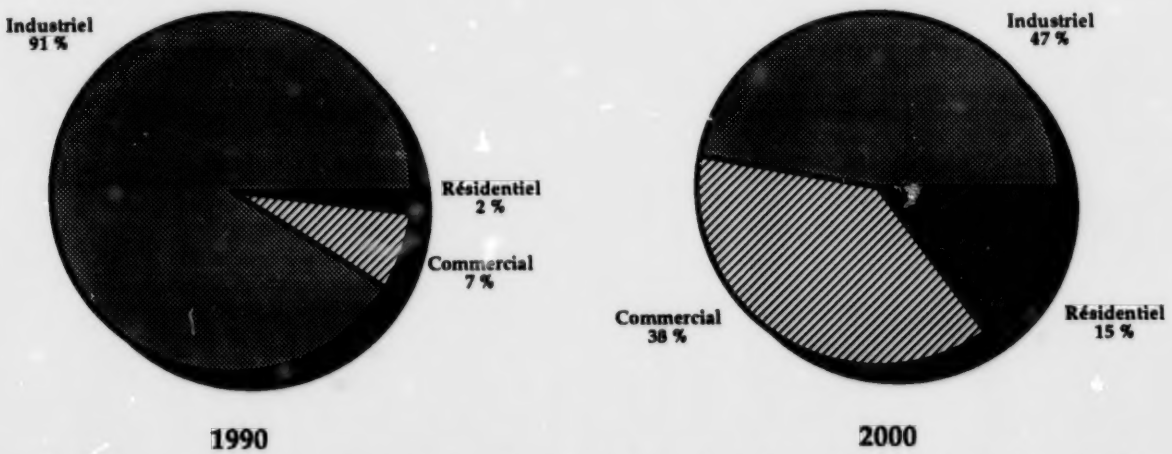
L'énergie interruptible contribuera également de manière importante aux économies de puissance, réflétant ainsi les contrats historiques avec les gros consommateurs qui acceptent des interruptions occasionnelles dans le service en échange de tarifs d'électricité réduits. La plupart des services d'électricité offrent de tels contrats d'énergie interruptible et, en 1990, à l'exception d'Hydro-Québec et de B.C. Hydro, les services d'électricité utilisent l'énergie interruptible comme la pièce maîtresse de la plupart de leurs programmes de GAD. Ontario Hydro envisage d'économiser 632 MW grâce à l'énergie interruptible en 1990, soit environ trois-quarts des économies qu'elle prévoit réaliser grâce à la GAD au cours de cette année. L'énergie interruptible représentera environ 90 % des économies envisagées par les programmes de GAD de SaskPower et des services albertains d'électricité.

En 1990, les améliorations du rendement énergétique ne représenteront que 3 % des économies de puissance tirées de la GAD par les services canadiens d'électricité. La véritable incidence des initiatives en ce domaine ne sera perceptible qu'au milieu de la décennie ce qui réflète le délai entre l'élaboration des programmes, la mise en oeuvre et la pénétration du marché.

En l'an 2000, on prévoit que les économies auront atteint plus de 10 000 MW. À ce moment, plus de la moitié des économies réalisées par la GAD proviendront des améliorations du rendement énergétique. Ces initiatives serviront de base aux programmes de GAD de B.C. Hydro, de Ontario Hydro, d'Hydro-Québec et de Maritime Electric. Les services d'électricité de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de la Saskatchewan et de l'Alberta continueront de compter sur l'énergie interruptible pour la majeure partie de leurs économies réalisées par la GAD. Cette situation se maintiendra jusqu'en 2010 alors que les économies devraient atteindre 12 363 MW.

La figure 13.3 illustre les secteurs où se réaliseront les économies prévues. Ces données sont basées sur des réponses qui ne représentent que 50 % des économies prévues par les services. Elles montrent qu'en 1990, 91 % des économies

Figure 13.3. Économies de puissance par secteur grâce à la GAD*



** Basées sur les réponses des services d'électricité ne représentant que 50% de leurs économies prévues i.e. des économies de 1 348 MW en 1990 et de 4 848 MW en 2000.*

proviendront du secteur industriel, ce qui indique que les services d'électricité ont favorisé les contrats d'énergie interruptible avec leur gros clients industriels. En 2000, les économies seront mieux distribuées entre les secteurs industriel et commercial. On espère ainsi le succès des améliorations du rendement énergétique dans le secteur commercial, particulièrement les améliorations du rendement de l'éclairage. Les économies du secteur résidentiel s'élèveront sans doute à 15 % des économies totales de charge de pointe en l'an 2000.

LES DÉPENSES EN CAPITAL PRÉVUES POUR LA GAD

La plupart des services d'électricité sont incapables d'évaluer les coûts des programmes et des initiatives de GAD qu'ils envisagent de mettre en oeuvre, car ils éprouvent certaines difficultés à déterminer le taux de pénétration de ces programmes. Par ailleurs, les programmes d'énergie interruptible représentent une grande partie des efforts en matière de GAD et l'établissement des coûts de ces programmes est complexe et lié, dans bien des cas, à la fréquence de pénuries imprévisibles. Quelques-uns des plus petits services ont déterminé que leur planification en matière de GAD n'est pas aussi détaillée et à long terme que la planification des autres ressources.

Les trois plus importants services canadiens d'électricité (Hydro-Québec, Ontario Hydro et B.C. Hydro) ont mis en oeuvre de vigoureux programmes de GAD et ont pu prévoir leurs coûts. Ensemble, leurs efforts en matière de GAD représenteront de 90 % à 95 % de toutes les économies au cours de 1990-2010. Leurs dépenses en GAD jusqu'à l'an 2000 seront de l'ordre de 4,8 milliards de dollars courants. Les dépenses d'Ontario Hydro pour la GAD s'élèveront à 4,3 milliards[1] de dollars, Hydro-Québec et B.C. Hydro se partageant le reste. En 2010, les trois services publics prévoient des dépenses additionnelles en matière de GAD d'environ 10 milliards de dollars courants. Cette fois encore, Ontario Hydro en engagera la plus grande part soit 9,7 milliards de dollars.

[1] Les prévisions d'Ontario Hydro en ce qui a trait aux dépenses liées à la GAD seront de 3 milliards de dollars ($ de 1990) jusqu'en 2000 et, entre 2000 et 2010, de 4,9 milliards de dollars ($ de 1990). En conformité avec les coûts déclarés par les autres services, les dépenses d'Ontario Hydro ont été élevées au taux d'accroissement prévu de l'IPC pour les périodes en question.

14. LA PRODUCTION INDÉPENDANTE D'ÉLECTRICITÉ

Dans ce chapitre, production indépendante d'électricité (PIÉ) désigne les installations de production d'électricité que possèdent et exploitent, dans chaque province et territoire, les producteurs d'électricité autres que les principaux services d'électricité indiqués au tableau 1.1. Ce type de production comprend les petits services d'électricité et les autoproducteurs industriels. Dans les pages qui suivent, seront décrits les politiques d'achat d'énergie électrique des principaux services d'électricité et le potentiel que représente la PIÉ au Canada.

ÉTAT DE LA SITUATION

Au 31 décembre 1989, la capacité installée totale de la PIÉ en service au Canada était évaluée à environ 8 793 MW, ou environ 8,6 % de la capacité totale canadienne. De ce total, les autoproducteurs, principalement les industries de pâtes et papiers, les exploitations minières et les alumineries, possédaient et exploitaient 6 374 MW soit 72 % (voir le tableau 14.1). Les petits services d'électricité, incluant les petites sociétés privées et les services municipaux, généraient les autres 2 419 MW soit 28 % (voir le tableau 14.2).

La plus grande partie de la capacité installée totale de la PIÉ est d'origine hydraulique, soit environ 6 713 MW ou 77 % du total. Suit le gas naturel avec 891 MW (10 %), diverses sources telles que les déchets de bois, ou, le gaz résiduel avec 905 MW (10 %), et le mazout avec 284 MW (3 %). Environ 44 % de la capacité de la PIÉ est située au Québec, 22 % en Colombie-Britannique, 21 % en Ontario et 8 % en Alberta.

On évalue à un total de 45 115 GW.h la production que les installations de la PIÉ ont générée en 1989, ce qui représente 9,4 % de toute l'énergie électrique produite au Canada. De ce total, les autoproducteurs ont produit 38 386 GW.h soit 85 %, les petits services d'électricité produisant le reste (voir les tableaux 14.3 et 14.4) Environ 35 875 GW.h (80 %) étaient d'origine hydraulique, venaient ensuite le gaz naturel avec 5 358 GW.h (12 %), diverses sources avec 2 832 GW.h (6 %), et le mazout avec 1 050 GW.h (2 %).

LES POLITIQUES D'ACHAT

L'électricité que produisent les producteurs indépendants est tout bonnement vendue aux

Tableau 14.1. Capacité installée des autoproducteurs par source d'énergie, 1989

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(MW)				
T.-N.	0	28	0	28	0	80	0	108
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	34	0	34	0	5	19	58
N.-B.	0	75	0	75	0	17	62	154
Qué.	0	23	8	31	0	2 575	5	2 611
Ont.	0	0	443	443	0	362	64	869
Man.	0	3	4	7	0	0	23	30
Sask.	0	21	37	58	0	0	22	80
Alb.	0	0	328	328	0	0	283	611
C.-B.	0	98	51	149	0	1 305	374	1 828
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	2	20	22	0	3	0	25
Canada	0	284	891	1 175	0	4 347	852	6 374

Sources : Direction de l'énergie électrique et Office national de l'énergie, mars 1990

principaux services d'électricité ou alors répond à leurs propres besoins. Bien que les producteurs indépendants aient produit 45 115 GW.h en 1989, on estime que seules 3 000 GW.h (6,6 %) de ce total ont été vendues aux grands services d'électricité. En 1989, Hydro-Québec s'est procuré 1 989 GW.h, suivie par B.C. Hydro avec 760 GW.h et Ontario Hydro avec 120 GW.h. Les producteurs indépendants ont consommé le reste.

La plupart des principaux services d'électricité appuient maintenant la production indépendante. En général, l'objectif visé est de favoriser la production indépendante à meilleurs coûts et ce, à l'avantage de la province. À cette fin, certains des principaux services d'électricité ont modifié ou annoncé des politiques d'achat, et la plupart d'entre eux achèteront de l'électricité des producteurs indépendants à des tarifs qui démontrent leur valeur à long terme pour le réseau. En excluant les services d'électricité de Terre-Neuve, de l'Île-du-Prince-Édouard et du Manitoba, la plupart des principaux services ont des politiques d'achat à tarifs fixes. Le tableau E3 de l'annexe E résume les tarifs que proposent aux producteurs indépendants les principaux services d'électricité du Nouveau-Brunswick, du Québec, de l'Ontario, de la Saskatchewan, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.

Sont décrites ci-dessous les politiques à l'égard de la PIÉ, maintenant en vigueur dans certaines provinces.

La politique d'Ontario Hydro à l'égard de la PIÉ en Ontario comporte les éléments suivants :

- favoriser la mise en valeur de la PIÉ aux meilleurs coûts et ce, à l'avantage de l'Ontario;
- acheter de l'électricité des producteurs indépendants à des tarifs qui démontrent sa valeur à long terme pour le réseau d'Ontario Hydro;
- acheter des producteurs indépendants l'électricité d'une puissance de 5 MW ou moins selon une liste officielle de tarifs;

Tableau 14.2. Capacité installée des petits services d'électricité par source d'énergie, 1989

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(MW)				
T.-N.	0	0	0	0	0	134	0	134
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-B.	0	0	0	0	0	8	0	8
Qué.	0	0	0	0	0	1 218	0	1 218
Ont.	0	0	0	0	0	939	0	939
Man.	0	0	0	0	0	0	0	0
Sask.	0	0	0	0	0	0	0	0
Alb.	0	0	0	0	0	0	53	53
C.-B.	0	0	0	0	0	67	0	67
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	0	0
Canada	0	0	0	0	0	2 366	53	2 419

Sources : Direction de l'énergie électrique et Office national de l'énergie, mars 1990

Tableau 14.3. Production d'électricité des autoproducteurs par source d'énergie, 1989

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(GW.h)				
T.-N.	0	3	0	3	0	460	0	463
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	100	0	100	0	37	159	296
N.-B.	0	488	0	488	0	55	269	812
Qué.	0	0	0	0	0	16 892	0	16 892
Ont.	0	125	1 793	1 918	0	1 865	283	4 066
Man.	0	0	9	9	0	0	54	63
Sask.	0	5	169	174	0	0	202	376
Alb.	0	120	2 602	2 722	0	0	572	3 294
C.-B.	0	201	785	986	0	9 818	1 293	12 097
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	0	0	0	0	27	0	27
Canada	0	1 042	5 358	6 400	0	29 154	2 832	38 386

Sources : Direction de l'énergie électrique et Office national de l'énergie, mars 1990

Tableau 14.4. Production des petits services d'électricité par source d'énergie, 1989

	Thermique classique							
	Charbon	Mazout	Gaz	Sous-total	Nucléaire	Hydro	Autres	Total
				(GW.h)				
T.-N.	0	8	0	8	0	1 074	0	1 082
Î.-P.-É	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	0	0	0	0	0	0	0
N.-B.	0	0	0	0	0	120	0	120
Qué.	0	0	0	0	0	2 856	0	2 856
Ont.	0	0	0	0	0	1 673	0	1 673
Man.	0	0	0	0	0	0	0	0
Sask.	0	0	0	0	0	0	0	0
Alb.	0	0	0	0	0	138	0	138
C.-B.	0	0	0	0	0	860	0	860
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	0	0
Canada	0	8	0	8	0	6 721	0	6 729

Sources : Direction de l'énergie électrique et Office national de l'énergie, mars 1990

- acheter des producteurs indépendants l'électricité d'une puissance de plus de 5 MW par l'entremise de négociations ou par la demande de soumissions.

En Alberta, le gouvernement provincial a adopté le *Small Power Research and Development Act*, le 11 mai 1988. Cette loi vise à encourager la production d'électricité en Alberta grâce à de petits aménagements utilisant la puissance éolienne, hydraulique et de la biomasse, et à surveiller la production des petites centrales. Cette surveillance permettra à l'Alberta de déterminer l'apport à long terme des petits aménagements en énergie électrique. En vertu de la Loi, le prix d'achat de l'énergie sera fixé à 5,2 cents par kW.h jusqu'en 1994, et la quantité d'énergie achetée à ce prix sera limitée à 125 MW. Les contrats s'étendront sur 15 à 25 ans.

En juin 1988, B.C. Hydro a rendu public une nouvelle politique d'achat de la PIÉ. Cette politique est un élément majeur de son plan de ressources de 20 ans. Les achats de PIÉ peuvent se faire selon l'une ou l'autre des catégories suivantes :

- directement des producteurs indépendants;
- l'électricité excédentaire provenant de l'auto-production, y compris la cogénération;
- le déplacement de la charge par auto-production, y compris la cogénération; et
- le déplacement de la charge grâce à des mesures de rendement énergétique.

En vertu de cette politique, B.C. Hydro établit un prix d'achat annuel fixe pour les petits aménagements (au-dessous de 5 MW) afin de minimiser les coûts d'opération. Le prix d'achat réflète la valeur entre les coûts marginaux à court et à long terme de B.C. Hydro.

Bien qu'Hydro-Québec achète depuis un bon moment de l'électricité de producteurs indépendants, Hydromega Development est le premier producteur indépendant au Québec à mettre en valeur et à exploiter de petites centrales hydrauliques dans le but exprès de vendre toute la production à Hydro-Québec. Hydroméga possède et exploite deux centrales hydro-électriques d'une capacité installée de 2,4 MW et de 2,0 MW. Hydro-Québec achète toute la production d'Hydromega et les tarifs sont basés sur les coûts marginaux d'Hydro-Québec. La durée du contrat est de 20 ans.

Un deuxième producteur indépendant du Québec, situé sur la Côte Nord, négocie présentement avec Hydro-Québec l'achat de la production totale de son aménagement hydro-électrique d'une puissance de 20 MW. Les centrales seraient construites sur la rivière Brador.

Hydro-Québec estime qu'entre 1990 et 1995, elle interconnectera à son réseau 390 MW produits par des producteurs indépendants. De ce total, 300 MW proviendront de la cogénération et 90 MW d'incinérateurs et de petits aménagements hydro-électriques.

Comme l'indique le tableau E3, les tarifs d'achat des principaux services d'électricité semblent être basés sur le principe des coûts évitables. Ainsi, le coût de la PIÉ devrait être égal ou moindre que ce qu'il en coûterait aux principaux services d'électricité pour de nouvelles installations afin de fournir de l'électricité à leurs clients. Bien que les principaux services d'électricité de Terre-Neuve, de l'Île-du- Prince-Édouard et du Manitoba n'ont aucune politique d'achat actuellement, ils ont indiqué qu'ils adopteraient, eux aussi à cet égard, le principe des coûts évitables.

LE POTENTIEL DE LA PIÉ AU CANADA

Dans la section suivante sont présentées les prévisions des principaux services d'électricité à l'égard de la PIÉ qui sera mise à contribution au cours des 20 ans de la période de planification allant de 1990 à 2010. Considérant les coûts d'équipement, les coûts des combustibles, les taux d'intérêt, le rendement des investissements, et les estimations des tarifs d'achat, les principaux services ont établi des prévisions du potentiel de la PIÉ, qui serait rentable du point de vue des promoteurs de PIÉ. Les prévisions de la capacité de la PIÉ sont regroupées en trois catégories : hydraulique, cogénération et autre sources thermiques.

Le tableau 14.5. résume la capacité que pourrait atteindre la PIÉ entre 1990 et 2010. Selon les estimations des principaux services d'électricité, la PIÉ pourra générer une puissance supplémentaire de 2 374 MW en l'an 2000. De ce total, la cogénération principalement au gaz naturel représentera 70 %, suivie par les petites centrales hydrauliques avec 15 %, et autres sources thermiques (au combustible résiduel) avec 15 %. En l'an 2000, il est prévu que la majorité des producteurs indépendants seront situés en Ontario (69 %), au Québec (9 %) et en Colombie-Britannique (9 %).

À la fin de 2010, il est prévu que la PIÉ atteindra une puissance supplémentaire d'environ 3 469 MW. De nouveau, la cogénération au gaz naturel détiendra la plus grosse part avec 66 %, suivie par les petites centrales hydrauliques avec 17 %, et les autres sources thermiques avec 17 %. En 2010, environ 78 % des installations des producteurs indépendants seront situées en Ontario.

Bien que les aménagement de la PIÉ entraînent eux aussi des répercussions sur l'environnement, le public semble les préférer puisqu'ils sont de petite taille, sont limités dans l'espace et éloignés les uns des autres. Ainsi, considérés un à un, leurs répercussions sur l'environnement et les communautés sont peut-être moins grandes que celles des installations classiques de production. Au contraire, ces dernières sont de grandes dimensions, centralisent plusieurs unités et prennent plus de temps à construire.

La mise en valeur de la PIÉ dépendra toutefois de sa rentabilité. Le principal facteur pour déterminer la viabilité d'un aménagement de PIÉ est la possibilité d'atteindre un rendement acceptable du capital investi. Selon les estimations d'Ontario Hydro, un promoteur de PIÉ doit s'assurer d'obtenir un taux de rendement des investissements de 15 % à 20 % avant d'entreprendre un projet.

Le taux de rendement et, par conséquent le niveau de mise en valeur de la PIÉ, est directement lié au tarif d'achat offert par un grand service d'électricité. Comme l'indique le tableau E3, les tarifs d'achat offerts par les principaux services d'électricité sont généralement basés sur le principe des coûts évitables. Par définition, les coûts évitables qui peuvent être toutefois difficiles à calculer.

Actuellement, les producteurs indépendants ne produisent qu'une petite quantité de l'électricité au Canada. Toutefois, au cours des dernières années, les planificateurs ont commencé à

Tableau 14.5. Prévisions de la capacité réalisable par les producteurs indépendants

	1990			2000			2010		
	Hydraulique	Cogénération	Autres sources thermiques	Hydraulique	Cogénération	Autres sources thermiques	Hydraulique	Cogénération	Autres sources thermiques
					(MW)				
N.-B.	9	2	-	9	2	-	9	2	-
Hydro-Québec	-	-	-	-	300	-	-	300	-
Ontario Hydro	-	-	-	311	1 178	146	490	1 900	300
Manitoba	-	-	-	-	-	-	-	5	-
Saskatchewan	-	-	-	-	25	40	-	40	60
Alberta	-	-	-	20	-	55	20	-	55
C.-B.	-	-	-	20	155	113	20	155	113
Canada	9	2	-	360	1 660	354	539	2 402	528

Sources : Services canadiens d'électricité, mars 1990

accorder une plus grande attention à la PIÉ, particulièrement lorsque cette électricité est produite à partir de ressources renouvelables ou résiduelles, ou selon un meilleur rendement que la production classique. On prévoit que la PIÉ jouera un rôle beaucoup plus actif dans le développement des services canadiens d'électricité au cours de la prochaine décade et de la suivante.

ANNEXE A

Tableau A1.	Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1989	116
Tableau A2.	Capacité installée et projetée, 1989	117
Tableau A3	Capacité thermique classique, par source principale	118
Tableau A4.	Production d'énergie électrique par source principale, 1989	118
Tableau A5.	Importations et exportations d'électricité par province	119
Tableau A6.	Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1989	121
Tableau A7.	Capacité de production par source	123
Tableau A8.	Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale – Augmentations en 1989 et augmentations prévues entre 1990-2013	128

Tableau A1. Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1989

Année	Puissance installée					Consommation d'énergie électrique	Demande moyenne	Demande de pointe	Marge de réserve		Facteur de charge
	Thermique										
	Classique	Nucléaire	Total partiel	Hydro	Total						
	(MW)					(GW.h) (a)	(MW) (b)	(MW) (c)	(MW)	(%) (d)	(%) (e)
1920	300	-	300	1 700	2 000	-	-	-	-	-	-
1930	400	-	400	4 300	4 700	19 468	2 222	-	-	-	-
1940	500	-	500	6 200	6 700	33 062	3 774	-	-	-	-
1950	900	-	900	8 900	9 800	55 037	6 283	-	-	-	-
1955	2 100	-	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	17	74
1960	4 392	-	4 392	18 643	23 035	109 304	12 478	17 264	5 771	33	72
1965	7 557	20	7577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	21	68
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	202 337	23 098	34 592	8 234	24	67
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 955	30 360	46 187	15 165	33	66
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 829	32 515	49 527	16 456	33	66
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 673	34 209	52 001	18 574	36	66
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 435	36 123	54 106	19 812	37	67
1979	27 353	5 866	33 219	44 009	77 228	323 465	36 925	55 699	21 529	39	66
1980	28 363	5 866	34 229	47 770	81 999	340 068	38 821	59 170	22 829	39	66
1981	28 493	5 600	34 093	49 216	83 308	346 333	39 536	59 237	24 071	41	67
1982	28 957	6 547	35 504	50 007	85 511	345 115	39 397	62 417	23 094	37	63
1983	30 447	7 771	38 218	51 274	89 492	359 838	41 077	66 866	22 626	34	61
1984	30 427	9 813	40 240	54 949	95 189	385 516	44 009	65 798	29 391	45	67
1985	30 476	10 664	41 140	57 731	98 871	406 859	46 445	71 235	27 636	39	65
1986	30 980	11 098	42 078	57 731	99 809	421 817	48 153	70 364	29 445	42	68
1987	30 800	12 528	43 328	57 945	101 273	438 152	50 017	77 923	23 350	30	64
1988r	30 525	12 593	43 110	57 937	101 055	462 948	52 848	78 000	23 055	30	68
1989p	31 089	12 603	43 688	58 523	102 215	472 793	53 972	81 466	20 749	25	66

(a) 1920-1955 : Données approximatives calculées en utilisant les données actuelles de Statistique Canada pour les centrales qui produisent de l'énergie destinée à la vente, auxquelles ont été ajoutées les estimations relatives aux centrales produisant exclusivement pour les besoins du propriétaire. **Perspectives de l'Énergie au Canada,** *(Commission royale, d'enquête sur les perspectives économiques du Canada), John Davis, 1957.*
1956-1981 : Statistique Canada, catalogue n° 57-202

(b) Demande moyenne = consommation d'énergie + 8 760 (heures/an)

(c) Statistique Canada, catalogue n° 57-204

(d) Marge de réserve $= \frac{\text{(puissance installée - demande de pointe)}}{\text{demande de pointe}}$

e) = Facteur de charge : demande moyenne + demande de pointe

p = Données préliminaires

r = Données revisées

Sources : Statistique Canada et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A2. Capacité installée et projetée, 1989

	Hydraulique	Nucléaire	Thermique classique	Total	% du total canadien
	(MW)				
Terre-Neuve	6 660	0	799	7 459	7,35
Île-du-Prince-Édouard	0	0	122	122	0,12
Nouvelle-Écossse	386	0	1 775	2 161	2,11
Nouveau-Brunswick	903	680	1 958	3 541	3,46
Québec	26 530	685	1 350	28 565	27,95
Ontario	7 849	11 238	13 621	32 708	32,00
Manitoba	3 641	0	419	4 060	3,97
Saskatchewan	836	0	2 010	2 846	2,78
Alberta	734	0	7 195	7 929	7,76
Colombie-Britannique	10 849	0	1 650	12 499	12,23
Yukon	82	0	46	128	0,13
Territoires du Nord-Ouest	53	0	144	197	0,19
Total canadien au 31 décembre 1989	58 523	12 603	30 089	100 215	100,00
% de la capacité totale	57,25	12,33	30,42	100,00	
Augmentations nettes en 1989	586	10	565	1 161	
Augmentations prévues en 1990	1 044	1 762	382,01	3 188,01	

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A3. Capacité thermique classsique, par source principale* (MW)

	Vapeur					Turbine à gaz			Combustion interne			Toutes sources thermiques classiques				
	Charbon	Mazout	Gaz	Autres	Total	Mazout	Gaz	Total	Mazout	Gaz	Total	Charbon	Mazout	Gaz	Autres**	Total
T.-N.	0	555	0	0	555	170	0	170	74	0	74	0	799	0	0	799
Î.-P.-É.	0	70	0	0	70	41	0	41	11	0	11	0	122	0	0	122
N.-É.	1 162	388	0	19	1 569	205	0	205	1	0	1	1 162	594	0	19	1 775
N.-B.	318	1 539	0	62	1 919	23	0	23	16	0	16	318	1 578	0	62	1 958
Qué.	0	615	8	5	628	609	0	609	113	0	113	0	1 337	8	5	1 350
Ont.	10 580	2 200	263	64	1 310	323	181	504	4	6	10	10 580	2 527	450	64	13 621
Man.	389	0	4	23	416	3	0	3	0	0	0	389	3	4	23	419
Sask.	1 531	21	277	22	1 851	0	155	155	4	0	4	1 531	25	432	22	2 010
Alb.	5 267	0	1 038	336	6 641	0	521	521	15	18	33	5 267	15	1 577	336	7 195
C.-B.	0	68	963	374	1 405	100	51	151	77	17	94	0	243	1 031	374	1 650
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0	46	0	46	0	46	0	0	46
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	20	20	124	0	124	0	124	20	0	144
Canada	19 467	5 456	2 553	905	28 381	1 474	928	2 402	485	41	526	19 247	7 415	3 522	905	31 089

* *Données préliminaires au 31 décembre 1989*

** *Essentiellement des déchets de bois et du goudron de bois.*

Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondissement des chiffres.

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A4. Production d'énergie électrique par source principale, 1989

	Thermique classique*								% de la production totale	% produit par	
	Charbon	Mazout	Gaz	Total	Nucléaire	Hydraulique	Autre	Total		les services d'électricité	les autoproducteurs industriels
	(GW.h)										
T.-N.	0	2 032	0	2 032	0	32 832	0	34 864	7,23	98,67	1,33
Î.-P.-É.	0	104	0	104	0	0	0	104	0,02	100,00,	0,00
N.-É.	5 481	2 589	0	8 070	0	939	159	9 168	1,90	96,77	3,23
N.-B.	1 758	7 932	0	9 690	5 269	2 361	269	17 589	3,65	95,38	4,62
Qué.	0	1 619	0	1 619	4 820	138 409	0	144 848	30,04	88,34	11,66
Ont.	34 020	1 455	1 793	37 268	65 261	38 625	283	141 437	29,33	97,12	2,88
Man.	378	0	9	387	0	18 300	54	18 741	3,89	99,66	0,34
Sask.	9 797	14	656	10 467	0	2 832	202	13 501	2,80	97,22	2,78
Alb.	34 146	120	6 899	41 165	0	1 598	572	43 335	8,99	92,40	7,60
C.-B.	0	303	4 977	5 280	0	51 088	1 293	57 661	11,96	79,01	20,99
Yukon	0	35	0	35	0	405	0	440	0,09	100,00	0,00
T. N.-O.	0	210	0	210	0	260	0	470	0,10	94,26	5,74
Canada	85 580	16 413	14 334	116 327	75 350	287 649	2 832	482 158	100,00	94,90	5,10

* *Ventillation fondée sur des données estimatives*

Sources : Statistique Canada et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité par province (GW.h)

Province	Année	Commerce interprovincial Export.	Import.	Export. nettes	Commerce international* Export.	Import.	Export. nettes	Total des exportation nettes
Terre-Neuve	1989	24 367	-	24 367	-	-	-	24 367
	1988	30 727	-	30 727	-	-	-	30 727
	1987	30 393	-	30 393	-	-	-	30 393
	1986	30 695	-	30 695	-	-	-	30 695
	1985	31 837	-	31 837	-	-	-	31 837
Île-du-Prince-Édouard	1989	-	622	-622	-	-	-	-622
	1988	-	486	-486	-	-	-	-486
	1987	-	483	-483	-	-	-	-483
	1986	-	610	-610	-	-	-	-610
	1985	-	585	-585	-	-	-	-585
Nouvelle-Écosse	1989	341	441	-100	-	-	-	-100
	1988	166	186	-20	-	-	-	-20
	1987	82	659	-577	-	-	-	-577
	1986	71	611	-540	-	-	-	-540
	1985	190	350	-160	-	-	-	-160
Nouveau-Brunswick	1989	2 014	2 307	-293	4 640	264	4 376	4 083
	1988	981	2 856	-1 875	5 191	190	5 001	3 126
	1987	1 164	6 922	-5 758	6 141	266	5 875	117
	1986	1 230	7 275	-6 045	7 008	424	6 584	539
	1985	927	6 026	-5 099	6 093	12	6 081	982
Québec	1989	2 998	25 399	-22 401	5 438	1 001	4 437	-17 964
	1988	4 979	31 079	-26 100	11 863	86	11 777	-14 323
	1987	12 782	30 427	-17 645	16 401	-	16 401	-1 244
	1986	14 496	30 712	-16 216	12 674	35	12 639	-3 577
	1985	14 491	31 878	-17 387	9 581	3	9 578	-7 809
Ontario	1989	91	2 335	-2 244	4 314	7 864	-3 550	-5 794
	1988	65	2 827	-2 762	7 439	2 611	4 828	2 066
	1987	16	6 992	-6 976	8 497	2 113	6 384	-592
	1986	22	8 027	-8 005	7 957	1 693	6 264	-1 441
	1985	44	9 632	-9 588	10 563	1 701	8 862	-726
Manitoba	1989	2 474	1 126	1 348	1 284	1 447	-163	1 185
	1988	1 908	1 126	782	628	1 969	-1 341	-559
	1987	2 311	1 220	1 091	3 461	512	2 949	4 040
	1986	1 946	1 087	859	6 989	12	6 977	7 836
	1985	2 524	1 238	1 286	5 660	45	5 615	6 901

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité par province (GW.h) (suite)

Province	Année	Commerce interprovincial Export.	Import.	Export. nettes	Commerce international* Export.	Import.	Export. nettes	Total des exportation nettes
Saskatchewan	1989	1 130	1 213	-83	72	123	-51	-134
	1988	1 109	1 369	-260	57	315	-258	-518
	1987	1 222	1 262	-40	113	84	29	-11
	1986	1 076	1 210	-134	151	64	87	-47
	1985	1 236	1 556	-320	163	93	70	-250
Alberta	1989	2 519	258	2 261	-	3	-3	2 258
	1988	1 218	369	849	-	-	-	849
	1987	710	526	184	-	2	-2	182
	1986	617	555	62	-	3	-3	59
	1985	243	278	-35	-	2	-2	-37
Colombie-Britannique	1989	242	2 477	-2 235	6 341	2 024	4 317	2 082
	1988	364	1 219	-855	8 851	1 132	7 719	6 864
	1987	521	710	-189	12 815	493	12 322	12 133
	1986	553	617	-64	4 156	2 727	1 429	1 365
	1985	275	243	32	10 956	837	10 119	10 151
Yukon	1989	-	-	-	-	-	-	-
	1988	-	-	-	-	-	-	-
	1987	-	-	-	-	-	-	-
	1986	-	-	-	-	-	-	-
	1985	-	-	-	-	-	-	-
Territoires du Nord-Ouest	1989	-	-	-	-	-	-	-
	1988	-	-	-	-	-	-	-
	1987	-	-	-	-	-	-	-
	1986	-	-	-	-	-	-	-
	1985	-	-	-	-	-	-	-
Canada	1989	-	-	-	22 089	12 724	9 365	9 365
	1988	-	-	-	34 029	6 305	27 724	27 724
	1987	-	-	-	47 428	3 470	43 958	43 958
	1986	-	-	-	38 934	4 957	33 977	33 977
	1985	-	-	-	43 016	2 693	40 323	40 323

* *Comprend les échanges*

Source : Statistique Canada

Tableau A6. Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1989*

Société exportatrice	Groupe/État importateur	Recettes (milliers $)	Quantité (GW.h)
Fraser Inc.	Fraser Paper Ltd. (Maine)	17 030	305
Maine & New Brunswick Electrical Power Co. Ltd.	Maine Public Service Co. (Maine)	2 297	76
Énergie N.-B.	Maine Public Service Co. (Maine)	4 618	278
Énergie N.-B.	Eastern Maine Electric Cooperative Inc. (Maine)	3 816	73
Énergie N.-B.	Maine Electric Power (Maine)	21 278	640
Énergie N.-B.	Central Maine Power Co. (Maine)	38 616	1 109
Énergie N.-B.	Bangor Hydro-Electric Co. (Maine)	7 830	220
Énergie N.-B.	Massachusetts Municipal Wholesale Electric Co. (Massachusetts)	45 318	820
Énergie N.-B.	Boston Edison Co. (Massachusetts)	49 763	820
Énergie N.-B.	Commonwealth Electric Co. (Massachusetts)	12 441	207
Énergie N.-B.	Public Service Co. of N.H. (New Hampshire)	10 390	81
Hydro-Québec	Montaup Electric Co. (Massachusetts)	3 184	102
Hydro-Québec	Citizens Utilities Co. (Vermont)	6 827	151
Hydro-Québec	Vermont Joint Owners (Vermont)	9 147	411
Hydro-Québec	Vermont Dep't of Public Service (Vermont)	45 492	1 012
Hydro-Québec	Vermont Marble Company (Vermont)	124	3
Hydro-Québec	Vermont Utilities	10 428	252
Hydro-Québec	New England Power Pool (Nouvelle Angleterre)	9 801	361
Hydro-Québec	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	914	101
Hydro-Québec	New York Power Authority (New York)	108 192	3 039
Cornwall Electric	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	6 601	376
Canadian Niagara	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	8 097	306
Ontario Hydro	Vermont Dep't of Public Service (Vermont)	15 413	369
Ontario Hydro	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	58 780	1 556
Ontario Hydro	New York Power Authority (New York)	1 486	98
Ontario Hydro	New York Power Pool (New York)	10 465	1 616
Ontario Hydro	Detroit Edison Co. (Michigan)	723	13
Boise Cascade Canada Ltd.	Boise Cascade (Minnesota)	3	N
Hydro-Manitoba	Northern States Power Co. (Minnesota)	17 867	954
Hydro-Manitoba	Otter Tail Power Co. (Minnesota)	676	25
Hydro-Manitoba	United Power Association (Minnesota)	16	N
Hydro-Manitoba	Minnesota Power & Light Co. (Minnesota)	3 310	196
Hydro-Manitoba	Minnkota Power Cooperative Inc. (Dakota du Nord)	2 519	106
Saskatchewan Power Corporation	Basin Electric Power Cooperative (Dakota du Nord)	182	72

Tableau A6. Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1989* (suite)

Société exportatrice	Groupe/État importateur	Recettes (milliers $)	Quantité (GW.h)
Cominco Ltd.	Bonneville Power Administration (Washington)	2 038	80
Cominco Ltd.	Puget Sound Power & Light Co. (Washington)	513	25
Cominco Ltd.	Portland General Electric Co. (Oregon)	4 190	205
Cominco Ltd.	Pacific Power & Light Co. (Oregon)	22	1
Cominco Ltd.	Idaho Power Co. (Idaho)	114	8
Cominco Ltd.	Bonneville Power Administration (Californie)	696	31
B.C. Hydro	Bonneville Power Administration (Washington)	56 017	3 522
B.C. Hydro	Puget Sound Power & Light Co. (Washington)	815	21
B.C. Hydro	Washington Water Power Co. (Washington)	3 866	160
B.C. Hydro	Colockum Trans	526	18
B.C. Hydro	Chelan County P.U.D.	12	N
B.C. Hydro	Sacramento Municipal (Washington)	1 051	N
B.C. Hydro	Portland General Electric Co. (Oregon)	16 098	600
B.C. Hydro	Pacific Power & Light Co. (Oregon)	1 860	69
B.C. Hydro	Idaho Power Co. (Idaho)	618	20
B.C. Hydro	Montana Power Co. (Montana)	244	9
B.C. Hydro	Bonneville Power Administration (Californie)	31 453	1 107
B.C. Hydro	Sacramento Municipal (Californie)	10 263	459
B.C. Hydro	Sierra Pacific Power Co. (Nevada)	122	4
B.C. Hydro	Utah Power & Light Co. (Utah)	4	N

N = négligeable
** à l'exclusion des ententes limitrophes*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A7. Capacité de production par source (MW)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
TERRE-NEUVE							
Total à la fin 1988	529,60	170,39	73,98	-	773,97	6 651,81	7 425,78
Changement 1989	25,00	-	-	-	25,00	8,00	33,00
Total à la fin 1989	554,60	170,39	73,98	-	798,97	6 659,81	7 458,78
Augmentations projetées							
1994	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
1996	150,00	-	-	-	150,00	31,00	181,00
Total à la fin 1996	704,60	220,39	73,98	-	998,97	6 690,81	7 689,78
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD							
Total à la fin 1988	70,50	40,45	11,14	-	122,09	-	122,09
Changement 1989	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1989	70,50	40,45	11,14	-	122,09	-	122,09
NOUVELLE-ÉCOSSE							
Total à la fin 1988	1 568,79	205,00	1,50	-	1 775,29	386,36	2 161,65
Changement 1989	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1989	1 568,79	205,00	1,50	-	1 775,29	386,36	2 161,65
Augmentations projetées							
1991	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
1993	165,00	-	-	-	165,00	-	165,00
1995	-	100,00	-	-	100,00	-	100,00
1997	165,00	-	-	-	165,00	-	165,00
1999	165,00	-	-	-	165,00	-	165,00
2000	-	100,00	-	-	100,00	-	100,00
2001	250,00	-	-	-	250,00	250,00	500,00
2004	250,00	-	-	-	250,00	250,00	500,00
Total à la fin 2004	2 713,79	405,00	1,50	-	3 120,29	386,36	3 506,65
NOUVEAU-BRUNSWICK							
Total à la fin 1988	1 868,08	23,38	16,34	680,00	2 587,80	903,03	3 490,83
Changement 1989	25,00	25,00	-	-	50,00	-	50,00
Total à la fin 1989	1 893,08	48,38	16,34	680,00	2 637,80	903,03	3 540,83
Augmentations projetées							
1991	-	500,00	-	-	500,00	-	500,00
1993	459,00	-	-	-	459,00	-	459,00
1994	200,00	-	-	-	200,00	-	200,00
1998	440,00	-	-	-	440,00	-	440,00
Total à la fin 1998	2 992,08	548,38	16,34	680,00	4 236,80	903,03	5 139,83

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
QUÉBEC							
Total à la fin 1988	627,65	362,88	112,98	685,00	1 788,51	25 994,72	27 783,23
Changement 1989	-	247,00	-	-	247,00	535,00	782,00
Total à la fin 1989	627,65	609,88	112,98	685,00	2 035,51	26 529,72	28 565,23
Augmentations projetées							
1990	-	-	-	-	-	532,00	532,00
1991	-	-	-	-	-	1 008,00	1 008,00
1992	-	448,00	-	-	448,00	1 008,00	1 456,00
1993	-	348,00	-	-	348,00	58,00	406,00
1994	-	-	-	-	-	1 531,00	1 531,00
1995	-	-	-	-	-	926,00	926,00
1996	-	248,00	-	-	248,00	1 130,00	1 378,00
1997	-	-	-	-	-	363,00	363,00
1998	-	-	-	-	-	1 177,00	1 177,00
1999	-	-	-	-	-	785,00	785,00
2000	-	-	-	-	-	1 101,00	1 101,00
2001	-	-	-	-	-	734,00	734,00
2002	-	-	-	-	-	1 278,00	1 278,00
2003	-	-	-	-	-	1 027,00	1 027,00
2004	-	-	-	-	-	897,00	897,00
2005	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	316,00	316,00
2007	-	-	-	-	-	790,00	790,00
2008	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	124,00	-	-	124,00	-	124,00
2010	-	496,00	-	-	496,00	325,00	821,00
2011	-	-	-	-	-	75,00	75,00
Total à la fin 2011	627,65	2 273,88	112,98	685,00	3 699,51	41 590,72	45 290,23
ONTARIO							
Total à la fin 1988	13 179,15	504,25	9,52	11 228,00	24 920,92	7 805,69	32 726,61
Changement 1989	-72,00	-	-	10,00	-62,00	44,00	-18,00
Total à la fin 1989	13 107,15	504,25	9,52	11 238,00	24 858,92	7 849,69	32 708,61
Augmentations projetées							
1990	-	-	-	1 762,00	1 762,00	-	1 762,00
1991	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
1992	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
Total à la fin 1992	13 107,15	504,25	9,52	14 762,00	28 382,92	7 849,69	36 23,61

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
MANITOBA							
Total à la fin 1988	430,80	-	16,45	-	447,25	3 641,10	4 088,35
Changement 1989	-15,00	-	-13,00	-	-28,00	-	-28,00
Total à la fin 1989	415,80	-	3,45	-	419,25	3 641,10	4 060,35
Augmentations projetées							
1990	-	-	-	-	-	512,00	512,00
1991	-	-	-	-	-	384,00	384,00
1992	-	-	-	-	-	384,00	384,00
1999	-	-	-	-	-	260,00	260,00
2000	-	-	-	-	-	390,00	390,00
2001	-	-	-	-	-	650,00	650,00
2012	-	-	-	-	-	87,50	87,50
2013	-	-	-	-	-	262,50	262,50
Total à la fin 2013	415,80	-	3,45	-	419,25	6 571,10	6 990,35
SASKATCHEWAN							
Total à la fin 1988	1 851,76	154,92	3,88	-	2 010,56	835,86	2 846,42
Changement 1989	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1989	1 851,76	154,92	3,88	-	2 010,56	835,86	2 846,42
Augmentations projetées							
1992	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
1993	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
1994	-	-	-	-	-	35,00	35,00
1995	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
Total à la fin 1995	2 151,76	254,92	3,88	-	2 410,56	870,86	3 281,42
ALBERTA							
Total à la fin 1988	6 307,62	520,80	33,27	-	6 861,62	733,70	7 595,32
Changement 1989	406,00	-72,00	-	-	334,00	-	334,00
Total à la fin 1989	6 713,62	448,80	33,20	-	7 195,62	733,70	7 929,32
Augmentations projetées							
1990	380,00	-	-	-	380,00	-	380,00
1991	400,00	-	-	-	400,00	-	400,00
Total à la fin 1991	7 493,62	448,80	33,20	-	7 975,62	733,70	8 709,32

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
COLOMBIE-BRITANNIQUE							
Total à la fin 1988	1 404,91	150,70	93,82	-	1 649,43	10 849,07	12 498,50
Changement 1989	-	-	-	-	-	-	-
Total à la fin 1989	1 404,91	150,70	93,82	-	1 649,43	10 849,07	12 498,50
Augmentations projetées							
1996	-	-	-	-	-	160,00	160,00
1997	-	-	-	-	-	80,00	80,00
1999	-	-	-	-	-	380,00	380,00
2000	-	-	-	-	-	190,00	190,00
2001	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	375,00	375,00
2003	-	-	-	-	-	700,00	700,00
2004	-	-	-	-	-	110,00	110,00
2005	500,00	-	-	-	500,00	110,00	610,00
2006	500,00	-	-	-	500,00	155,00	655,00
2007	500,00	-	-	-	500,00	150,00	650,00
2008	500,00	-	-	-	500,00	-	500,00
2009	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	110,00	110,00
2011	-	-	-	-	-	110,00	110,00
2012	-	-	-	-	-	55,00	55,00
Total à la fin 2012	3 404,91	150,70	93,82	-	1 649,43	13 534,07	15 183,50
YUKON et T. N.-O.							
Total à la fin 1988	-	19,50	161,24	-	180,74	135,10	316,84
Changement 1989	-	-	9,00	-	9,00	-	9,00
Total à la fin 1989	-	19,50	170,24	-	189,74	135,10	324,84
Augmentations projetées							
1990	-	-	2,10	-	2,10	-	2,10
1991	-	-	8,90	-	8,90	-	8,90
1992	-	-	5,60	-	5,60	0,80	6,40
1993	-	-	1,20	-	1,20	-	1,20
1994	-	-	5,10	-	5,10	-	5,10
1995	-	-	0,80	0,80	0,80	-	0,80
Total à la fin 1995	-	19,50	193,94	-	213,44	135,90	349,34

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
CANADA							
Total à la fin 1988	27 838,86	2 152,27	534,05	12 593,00	43 118,18	57 936,44	101 054,62
Changement 1989	369,00	200,00	-4,00	10,00	575,00	587,00	1 162,00
Total à la fin 1989	28 207,86	2 352,27	530,05	12 603,00	43 693,18	58 523,44	102 216,62
Augmentations projetées							
1990	380,00	-	2,10	1 762,00	2 144,10	1 044,00	3 188,10
1991	550,00	500,00	8,90	881,00	1 939,90	1 392,00	3 331,90
1992	300,00	448,00	5,60	881,00	1 634,60	1 392,80	3 027,40
1993	624,00	398,00	1,20	-	1 023,20	58,00	1 081,20
1994	200,00	50,00	5,10	-	255,10	1 566,00	1 821,10
1995	-	150,00	,80	-	150,80	926,00	1 076,80
1996	150,00	248,00	-	-	398,00	1 321,00	1 719,00
1997	165,00	-	-	-	165,00	443,00	608,00
1998	440,00	-	-	-	440,00	1 177,00	1 617,00
1999	165,00	-	-	-	165,00	1 425,00	1 590,00
2000	-	100,00	-	-	100,00	1 681,00	1 781,00
2001	250,00	-	-	-	250,00	1 384,00	1 634,00
2002	-	-	-	-	,00	1 653,00	1 653,00
2003	-	-	-	-	,00	1 727,00	1 727,00
2004	250,00	-	-	-	250,00	1 007,00	1 257,00
2005	-	-	-	-	,00	110,00	110,00
2006	-	-	-	-	,00	471,00	471,00
2007	-	-	-	-	,00	940,00	940,00
2008	-	-	-	-	,00	-	-
2009	-	124,00	-	-	124,00	-	124,00
2010	-	496,00	-	-	496,00	435,00	931,00
2011	-	-	-	-	,00	185,00	185,00
2012	-	-	-	-	,00	142,50	142,50
2013	-	-	-	-	,00	262,50	262,50
Total à la fin 2013	31 681,86	4 866,27	553,75	16 127,00	53 228,88	79 266,24	132 495,12

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale – Augmentations en 1989 et augmentations projetées entre 1990-2013

Province et centrale	Type*	Augmentations 1989	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
TERRE-NEUVE						
Holyrood[1]	V(m)	25	1989		I	500
Hardwoods	Tg(m)		1994	50	P	100
Indéterminé	V(c)		1996	150	P	150
NOUVELLE-ÉCOSSE						
Point Aconi	V(c)		1993	165	C	
			1997	165	P	
			1999	165	P	495
Nouvelle unité A	V(c)		2001	250	P	
			2004	250	P	500
Trenton	V(c)		1991	150	C	360
Nouvelle unité B	Tg(m)		1995	100	P	
			2000	100	P	200
NOUVEAU-BRUNSWICK						
Belledune	V(c)		1993	440	C	
			1998	440	P	880
Grand Lake	V(c)		1994	200	P	285
Grand Manan	Tg(m)	25	1989		I	25
Coleson Cove[1]	V(m)	25	1989		I	1 075
Millbank	Tg(m)		1991	4 x 100	P	400
Tracadie	Tg(m)		1991	100	P	100
Chatham	V(m)		1993	9	P	42
Grand Lake	V(m)		1993	2 x 5	P	295
QUÉBEC						
La Forge-1	H		1994	5 x 136	P	
			1994	137	P	817
La Forge-2	H		1995	2 x 135	P	270
Manic-1[1]	H		2001	134	P	318
Manic-2	H		1997	363	P	1 378
Manic-3	H		1996	2 x 310	P	1 803
Manic-5	H		1990	2 x 266	C	
Manic-5[1]	H		1991	58	P	
			1992	58	P	
			1993	58	P	
			1994	58	P	2 052

[1] *Réévaluation des groupes existants*

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale – Augmentations en 1989 et augmentations projetées entre 1990-2013 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations 1989	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
QUÉBEC (suite)						
LG-1	H		1994	4 x 109	P	
			1994	2 x 110	P	
			1995	4 x 109	P	
			1995	2 x 110	P	1 312
LG-2A	H		1991	2 x 317	P	
			1991	316	P	
			1992	2 x 317	P	
			1992	316	P	7 228
Ste-Marguerite-3	H		2000	2 x 398	P	796
Grande Baleine-1	H		1998	2 x 392	P	
			1998	393	P	
			1999	392	P	
			1999	393	P	1 962
Grande Baleine-2	H		2000	179	P	
			2000	2 x 180	P	539
Grande Baleine-3	H		2000	2 x 187	P	
			2000	188	P	562
Eastmain-1	H		1996	3 x 170	P	510
Quenonisca	H		2010	84	P	
	H		2010	2 x 83	P	250
Groupes de pointe futurs	Tg(d)		1992	448	P	
			1993	348	P	
			1996	248	P	
			2009	124	P	
			2010	496	P	1 664
Evans	H		2010	38	P	
	H		2010	37	P	
	H		2011	38	P	
	H		2011	37	P	150
R11	H		2001	2 x 181	P	362
R10	H		2002	3 x 117	P	351
B8	H		2001	2 x 119	P	
	H		2002	5 x 119	P	833
B6	H		2006	2 x 158	P	
	H		2007	5 x 158	P	1 106
B5	H		2002	2 x 166	P	
	H		2003	5 x 171	P	
	H		2003	172	P	
	H		2004	2 x 180	P	
	H		2004	3 x 179	P	2 090

[1] *Réévaluation des groupes existants*

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale – Augmentations en 1989 et augmentations projetées entre 1990-2013 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations 1989	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
ONTARIO						
Darlington	N		1990	2 x 881	C	
			1991	881	C	
			1992	881	C	3 628
MANITOBA						
Limestone	H		1990	4 x 128	C	
			1991	3 x 128	C	
			1992	3 x 128	C	1 280
Conawapa	H		1999	2 x 130	P	
			2000	3 x 130	P	
			2001	5 x 130	P	1 300
Wuskwatim	H		2012	87,5	P	
			2013	3 x 87,5	P	350
SASKATCHEWAN						
Shand	V(c)		1992	300	C	300
Groupes de pointe futurs 1	Tg(g)		1993	50	P	50
Groupes de pointe futurs 2	H		1994	35	P	35
Groupes de pointe futurs 3	Tg(g)		1995	50	P	50
ALBERTA						
Genesee	V(c)		1989	400	I	
			1991	400	C	800
Sheerness	V(c)		1990	380	C	760
COLOMBIE-BRITANNIQUE						
Keenleyside	H		1996	2 x 80	P	
			1997	80	P	240
Peace Site C	H		2002	2 x 150	P	
			2003	4 x 150	P	900
Waneta	H		1999	2 x 190	P	
Duncan	H		2003	25	P	
Seven Mile	H		2000	190	P	
Brilliant	H		2002	75	P	
			2003	75	P	
Border	H		2006	2 x 50	P	
			2007	3 x 50	P	250
Murphy Creek	H		2010	2 x 55	P	
			2011	2 x 55	P	
			2012	55	P	275

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale – Augmentations en 1989 et augmentations projetées entre 1990-2013 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations 1989	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
YUKON						
Dawson	CI		1991	0,8	P	
			1993	1,0	P	5,2
McIntyre	H		1992	0,8	P	1,5
Whitehorse	CI	1,0	1990	1,5	P	
			1992	4,5	P	
			1994	4,5	P	31,0
Faro	CI	3,0	1990	3,0	P	3,0
TERRITOIRES DU NORD-OUEST						
Divers	CI	4,1	1990	0,6	P	
			1991	3,1	P	
			1992	0,3	P	
			1993	0,2	P	
			1994	0,6	P	
			1995	0,8	P	
Yellowknife	CI		1991	5,0	P	24,6

* ***Légende***

H	*Hydraulique*	*CI*	*Combustion interne*
V(c)	*Vapeur (charbon)*	*Tg*	*Turbine à gaz*
V(m)	*Vapeur (mazout)*	*I*	*Installée*
N	*Nucléaire*	*C*	*En chantier*
P	*Projetée*		
Tg(m)	*Turbine à gaz (mazout)*		
Tg(g)	*Turbine à gaz (gaz natural)*		
Tg(d)	*Turbine à gaz (diesel)*		

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

ANNEXE B

B1. **Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada** 133

B2. **Chronologie des interconnexions régionales** 138

B1. Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada

1846 Création de la Toronto, Hamilton, Niagara and St. Catharines Electro-Magnetic Telegraph Company.

1847 Création de la Montreal Telegraph Company avec les lignes reliant Québec à Toronto.

1858 Transmission d'un message de la reine Victoria au président des États-Unis, M. Buchanan, par le premier câble transatlantique reliant Valentia (Irlande) et White Sands (Terre-Neuve).

1873 À Winnipeg, de la lumière à arc sert à illuminer la façade de la Davis House.

1876 Alexander Graham Bell effectue le premier appel téléphonique interurbain de Paris (Ontario) à Brantford (Ontario), soit une distance totale de 218 km; l'énergie provenait de piles situées à Toronto.

1878 Robert McMicking commence à expérimenter l'éclairage électrique de rues à Victoria.

1878 Création à Montréal de l'American Electric and Illuminating Company, première société canadienne d'éclairage électrique.

1879 Lancement de British Columbia Electric Railway.

1879 Démonstration de l'utilisation de la lumière électrique au McConkey's Restaurant à Toronto.

1881 Construction à Toronto du premier générateur électrique par J.J. White. T. Eaton en est le premier client.

1881 Ahearn & Soper d'Ottawa introduit la lumière électrique dans l'industrie.

1882 Construction aux chutes de la Chaudière, sur la rivière des Outaouais, de l'une des premières centrales hydro-électriques en Amérique du Nord.

1882 Création, par F. Nicholls, de la Toronto Electric Supply Company (précurseur de la Canadian General Electric).

1883 Lancement à la Canadian Cottons de Cornwall (Ontario) de la première usine d'éclairage électrique au Canada, par Thomas Edison.

1883 Construction par J.J. Wright du premier chemin de fer électrique de Toronto.

1883 Installation à Hamilton (Ontario) des premiers éclairages publics au Canada.

1884 Création à Pembroke (Ontario) par R.B. McAllister du premier service d'électricité au Canada.

1884 Installation à Montréal et à Toronto de systèmes d'éclairage électrique public.

1885 Mise en service à Toronto du premier tramway électrique canadien.

1885 Production d'électricité par la St. John's Electric Light Company pour l'éclairage public et commercial.

1886 Création de la Victoria Electric Lighting Company (qui deviendra B.C. Electric puis B.C. Hydro).

1887 Construction d'une usine hydro-électrique à Twelve Mile Creek, près de Welland (Ontario).

1887 L'ingénieur canadien sir Sandford Fleming termine la réalisation du Pacifique Cable, câble de télégraphe sous-marin reliant le Canada et l'Australie.

1889 Alimentation à l'électricité d'une scierie de Calgary; éclairage électrique à Calgary, Brandon et Winnipeg.

1890 Éclairage électrique à Regina, Kenora, Portage-la-Prairie et Moosejaw.

B1. Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1891 Création de l'Association canadienne de l'électricité.

1891 La Edmonton Electric Light & Power Company entre en exploitation.

1892 Constitution en société de la Canadian General Electric.

1892 Aménagement sur le canal Lachine de la première usine hydro-électrique de Montréal.

1892 Constitution en société de la Canadian Niagara Power Company.

1892 Mise au point, par Thomas L. « Carbide » Willson de Woodstock (Ontario), du procédé de fabrication de carbure de calcium dans un four électrique.

1896 Marconi demande un brevet pour lancer la télégraphie sans fil.

1897 Alimentation de l'éclairage public de Québec par l'énergie hydro-électrique des chutes Montmorency.

1897 Établissement à Hamilton de la filiale canadienne de Westinghouse.

1897 Transport d'énergie par la première ligne de transport sous haute tension (11 kV) reliant St-Narcisse et Trois-Rivières (Québec) sur une distance de 29 km.

1898 Constitution en société, au Québec, de la Shawinigan Water and Power Company.

1898 Production de 15 MW à Chambly par la Royal Electric pour transport sur 26 km jusqu'à Montréal.

1900 Toutes les provinces sauf l'Île-du-Prince-Édouard et la Saskatchewan sont alimentées en énergie hydro-électrique.

1900 Création de la Montreal Light, Heat & Power Company.

1900 La capacité hydro-électrique installée du Canada atteint 133 MW.

1901 Création de la Yukon Electrical Company Limited.

1901 Démonstration par Marconi de la télégraphie sans fil au-dessus de l'Atlantique à partir de Terre-Neuve.

1902 La Edmonton Electric Light & Power Company devient service public municipal.

1902 Production par une aluminerie de Shawinigan de conducteurs pour la ligne de transport Shawinigan-Montréal.

1903 La Shawinigan Water & Power installe le premier générateur au monde (5 000 ch.) et transporte de l'énergie sur la ligne la plus longue du monde, soit 136 km jusqu'à Montréal et ce, à l'échelon de tension 50 kV, un record mondial.

1904 Premier échange important d'énergie avec les États-Unis à Niagara Falls.

1905 Création d'Ontario Hydro.

1906 Transport d'énergie hydro-électrique sur 96 km de la rivière Winnipeg jusqu'à Winnipeg.

1910 La capacité hydro-électrique installée au Canada atteint 700 MW.

1910 Construction de la première ligne de transport à 110 kV de Niagara Falls jusqu'à Dundas (Ontario).

1910 Établissement de la Quebec Streams Commission.

1911 Incorporation le 17 mars de la Calgary Power Co. Ltd.

B1. Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1918 Création de la New Brunswick Electric Power Commission.

1918 Établissement de la Maritime Electric Company.

1919 Ernest Rutherford de l'Université McGill réalise la fission de l'atome.

1919 Établissement de la Manitoba Power Commission.

1919 Établissement de la Nova Scotia Power Commission.

1921 Mise en service près de Niagara Falls de la centrale Sir Adam Beck No. 1, la plus grande au monde à l'époque. En 1924, sa capacité installée totale atteint 528 MW.

1924 Création de la Newfoundland Light & Power Company.

1928 Le premier turbo-générateur de 3 600 tours-minute (actionné à la vapeur), d'une puissance de 10 000 kW, est installé à la centrale thermique de Rossdale, propriété d'Edmonton Power.

1929 Création de la Saskatchewan Power Commission.

1930 La capacité installée du Canada atteint 4 700 MW.

1940 L'Association canadienne des normes devient l'entité responsable quant à l'examen et l'approbation de l'équipement électrique.

1944 Création d'Hydro-Québec; acquisition des installations de la Montreal Light, Heat and Power Company.

1948 Création de la Commission d'énergie du Nord canadien.

1949 La Commission hydro-électrique du Manitoba voit le jour.

1951 Installation de la première centrale thermique de 100 MW.

1954 Création de Newfoundland and Labrador Hydro.

1956 Mise sous tension des premières lignes à 315 kV pour transporter l'énergie de Bersimis 1 dans le nord-est du Québec jusqu'à Québec et Montréal.

1956 La première interconnexion entre le Manitoba et l'Ontario entre en service et favorise les échanges d'énergie. La ligne de transport d'électricité de Seven Sisters-Kenora relie la partie nord-ouest du réseau d'Ontario Hydro à la partie sud-est du réseau de la Manitoba-Hydro.

1957 Edmonton Power est le premier service d'électricité canadien à utiliser, à haut voltage (72 kV) et à haute pression, des câbles isolés à l'huile.

1957 Mise en service près des chutes du Niagara de la première centrale de pompage canadienne (capacité de 177 MW).

1958 Installation par la Great Lakes Power Company d'une turbine Kaplan à pales orientables avec la plus forte hauteur de chute (34 m) en Amérique du Nord.

1960 Installation à Beauharnois (Québec) de la première centrale de plus de 1 000 MW. En 1986, la capacité installée de cette centrale atteignait 1 639 MW.

1961 La centrale thermique (300 MW) Lakeview, propriété d'Ontario Hydro, entre en service. À l'époque, elle était la plus importante centrale thermique canadienne en opération.

1962 Installation par Saskatchewan Power du premier réseau souterrain de distribution résidentielle à 25 kV.

B1. Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1962 Acquisition de B.C. Electric company par B.C. Hydro.

1963 Acquisition par Hydro-Québec de compagnies d'électricité, y compris la Shawinigan Water & Power.

1963 La ratification du traité du fleuve Columbia par le Canada et les États-Unis permet à B.C. Hydro d'entreprendre la construction des barrages Duncan, Keenleyside et Mica.

1965 Mise sous tension de la première ligne de transport à 735 kV reliant le complexe Manicouagan-Outardes et les centres de consommation du Québec. À l'époque, c'était la plus haute tension de courant alternatif en usage commercial au monde.

1966 Début, dans le nord du Manitoba, du narnachement du potentiel hydro-électrique du fleuve Nelson.

1967 Mise en service à Douglas Point (Ontario) de la première centrale nucléaire commerciale CANDU (220 MW).

1967 Achèvement par Ontario Hydro d'une ligne de transport à 500 kV de 696 km, des centrales Mattagami-Abitibi jusqu'à Toronto.

1968 Transport d'énergie de la rivière de la Paix jusqu'au sud de l'Intérieur de la Colombie-Britannique au moyen d'un ligne de 918 km à 500 kV.

1968 Mise en service de la première ligne canadienne de transport en courant continu à 260 kV entre l'île de Vancouver et le continent.

1969 Mise en service de la première unité de 500 MW de la centrale thermique de Lambton (Ontario).

1971 Mise en service des deux premières de quatre unités de 542 MW à la centrale nucléaire de Pickering (Ontario).

1971 Mise en service des deux premières unités (500 MW et 475 MW) de la centrale hydro-électrique de Churchill Falls, au Labrador.

1971 La société Alberta Power devient la compagnie mère de la Canadian Utilities Limited et prend en charge les opérations électriques de cette dernière.

1972 Mise en service du poste convertisseur onduleur en courant continu à haute tension (CCHT) et à semi-conducteurs le plus grand au monde (320 MW) à Eel River (Nouveau-Brunswick).

1972 Mise en service commercial d'un réseau de transport à 450 kV (CCHT) sur longue distance (880 km) entre le fleuve Nelson et Winnipeg.

1973 La Nova Scotia Power Commission devient la Nova Scotia Power Corporation avec la fusion de la Nova Scotia Light & Power Company.

1974 Achèvement de la centrale de Churchill Falls (situé au Labrador) d'une capacité totale de 5 429 MW.

1974 La centrale hydro-électrique Kettle d'une capacité de 1 272 MW, la première centrale à être construite par Manitoba-Hydro sur le cours inférieur de la rivière Nelson, entre en service.

1976 Début des travaux de la première unité (825 MW) du complexe nucléaire de Bruce. (La capacité totale du complexe est maintenant de 6 600 MW.)

1978 Mise en service de l'interconnexion Nouveau-Brunswick/Île-du-Prince-Édouard par câble sous-marin 100 MW.

B1. Chronologie d'événements et de réalisations dans le domaine de l'énergie électrique au Canada (suite)

1979 Mise en service des quatre premières unités de 333 MW de la centrale hydro-électrique LG2 (baie James) d'Hydro-Québec. (La capacité totale de la centrale, atteinte en 1981, est de 5 328 MW.)

1983 Mise en service par B.C. Hydro de la première ligne sous-marine à 500 kV (à courant continu) reliant la terre ferme à l'île de Vancouver. La seconde ligne a été mise en service en 1985. Chaque ligne couvre une distance de 69 km : 32 km aérien et 37 km sous l'eau.

1983 Mise au point par Ontario Hydro d'un procédé visant à éliminer les BPC des huiles minérales.

1983 Mise en service par Énergie NB de l'unité n° 1 (680 MW) de la centrale nucléaire de Point Lepreau (Nouveau-Brunswick).

1984 Mise en service par Nova Scotia Power de la première centrale marémotrice en Amérique du Nord à Annapolis Royal (Nouvelle-Écosse).

1986 Mise en service par B.C. Hydro et TransAlta Utilities de l'interconnexion à 500 kV.

1986 Mise en service à Pickering B de la dernière unité (unité 8) nucléaire d'Ontario Hydro.

1987 Création de la Yukon Energy Corporation.

1988 SaskPower complète la ligne de transport Athabasca, la plus longue de son réseau. D'une longueur totale de 355 km, cette ligne à 115 kV s'étend d'Uranium City à Rabbit Lake.

1988 Création de la Northwest Territories Power Corporation.

1989 SaskPower et Alberta Power ont complété la construction d'une ligne de transport de 230 kV en Saskatchewan, et d'une ligne de transport de 138 kV en Alberta. Les réseaux de l'Est du Canada et de l'Ouest canadien sont maintenant interconnectés. C'est une primeure en Amérique du Nord.

B2. Chronologie des interconnexions régionales

Interconnexion	Tension (kV)	Mise en service
Québec-Ontario	230	1928
Québec-Ontario	115	1930 (1)
Québec-Ontario	230	1932
Québec-Ontario	115	1933 (1)
Québec-Ontario	115	1940 (1)
Québec-Ontario	230	1941
Québec-Ontario	115	1942
Québec-Ontario	115	1949
Québec-Ontario	115	1949
Manitoba-Ontario	115	1956 (2)
Manitoba-Saskatchewan	230	1960
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1961
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1965
Québec/Nouveau-Brunswick	69	1965
Québec-Ontario	115	1966
Québec-Ontario	115	1966
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1969
Labrador-Québec	735	1971
Labrador-Québec	735	1972
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1972
Manitoba-Saskatchewan	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	±80 (CC)	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1973
Labrador-Québec	735	1973
Alberta/Colombie-Britannique	138	1973
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	345	1976 (3)
Nouveau-Brunswick/I.-P.-É.	138	1977 (4)
Nouveau-Brunswick/I.-P.-É.	138	1977 (4)
Manitoba-Saskatchewan	230	1979
Alberta/Colombie-Britannique	500	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	±80 (CC)	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	345	1985

Notes : *(1) 230 kV en construction* *(2) Construite en 1931; interconnectée en 1956*
(3) Exploitée à 138 kV jusqu'en 1979 *(4) Câble sous-marin*

Toutes les interconnexions sont en courant alternatif (CA), sauf les installations Québec/Nouveau-Brunswick qui sont en courant continu (CC).

Toutes les interconnexions Québec-Ontario et les deux interconnexions Québec/Nouveau-Brunswick en courant alternatif sont des liaisons de sous-station (en ce sens qu'elles ne sont pas reliées à l'ensemble du réseau, mais à une section isolée de ce réseau).

ANNEXE C

C1. Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada 140

ANNEXE C

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada*

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
TERRE-NEUVE				
Gull Island	1 698	1 698	1 698	76
Muskrat Falls	618	618	618	87
Lobstick	160	160	-	71
Pinware	77	77	-	67
Alexis	98	98	-	72
Paradise (Lab.)	89	89	-	66
Minipi	255	255	-	76
Fig	204	204	-	77
Rivière Eagle	661	661	-	71
Naskaupi	290	290	-	73
Kaniriktok	394	394	-	75
Granite Canal	31	31	31	80
Island Pond	30	30	30	70
Round Pond	18	18	18	84
Total partiel	**4 623**	**4 623**	**2 395**	
AUTRES SITES				
>10 MW	186	-	-	61
<10 MW	392	-	-	61
TOTAL	**5 201**	**4 623**	**2 395**	
NOUVELLE-ÉCOSSE				
>10 MW	75	75	-	28
<10 MW	15	15	-	54
Total partiel	**90**	**90**	**-**	
MARÉMOTEUR				
Bassin Cumberland	1 428	1 428	-	26
Bassin Minas	5 338	5 338	-	31
Baie Shepody	1 643	1 643	-	25
TOTAL	**8 499**	**8 499**	**-**	
NOUVEAU-BRUNSWICK				
Grand Falls (Sur.)	300	300	300	21
Morrill	140	140	140	35
Rivière Green	160	160	-	7
Autres sites	340	-	-	61
TOTAL	**940**	**600**	**440**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
QUÉBEC				
LG-1	1 312	1 312	1 312	64
Laforge-1	817	817	817	59
Brisay	382	382	382	68
Eastmain-1	510	510	510	63
Eastmain-2	200	200	-	74
Ste-Marguerite	822	822	822	58
Grande Baleine	2 891	2 891	2 891	60
Ashuapmushuan	776	550	550	75
NBR	8 700	8 700	8 700	61
Nastapoca	768	768	-	59
Sakami	187	187	-	79
La Romaine	1 710	1 710	1 710	59
Laforge-2	270	270	270	72
Haut St-Maurice	700	700	-	64
Matawin	212	212	-	75
Outaouais Sup.	281	281	-	45
Rapide-Manigance	78	78	-	88
Témiscamingue	195	195	-	53
Toulnoustouc	71	71	-	48
Aguanus	329	329	-	79
Magpie	354	354	-	79
Moisie	1 014	1 014	-	79
Musquaro	86	86	-	78
Natashquan	703	703	-	79
Olomane	300	300	-	80
Petit-Mecatina	1 754	1 754	-	59
St-Augustin	66	66	-	59
St-Paul	157	157	-	53
À-la-Baleine	807	807	-	78
Arnaud-Payne	592	592	-	67
Aux-Feuilles	711	711	-	80
Caniapiscau	2 240	2 240	-	81
Eau-Claire	321	321	-	60
George	2 826	2 826	-	80
Harricana	1 032	1 032	-	80
Archipel	418	418	-	93
Autres sites retenus	5 200	5 200	-	61
AUTRES SITES	4 800	-	-	61
Total partiel	**44 592**	**39 566**	**17 964**	
MARÉMOTEUR	26 416	-	-	25
TOTAL	**71 008**	**39 566**	**17 964**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ONTARIO				
Long-Sault Rapids	52	52	52	52
Abitibi Canyon (Sur.)	463	463	463	3
Newpost Creek	26	26	-	77
Otter Rapids (Sur.)	174	174	174	3
Nine Mile Rapids	295	295	295	28
Sand Rapids	131	131	-	31
Allan Rapids	131	131	-	31
Ear Falls (Sur.)	15	15	15	37
Maynard Falls	51	51	51	52
Little Jackfish	132	132	132	49
Highland Falls	94	94	-	18
Farm Rapids	13	13	-	52
Coral Rapids	192	192	-	19
Blacksmith Rapids	140	140	-	30
Upper Ten Mile Rapids	16	16	-	67
Yellow Falls	54	54	54	26
Cypress Falls	42	42	42	29
Little Long (Sur.)	61	61	61	13
Smoky Falls (Réam.)	182	182	182	32
Harmon (Sur.)	68	68	68	16
Kipling (Sur.)	68	68	68	16
Grand Rapids	174	174	174	41
Thunderhouse Falls	42	42	-	48
Long Rapids	126	126	-	44
Mileage 66	81	81	-	40
Mileage 25	80	80	-	40
Patten Post	250	250	250	17
Ragged Chute (Réam.)	98	98	98	21
Grey Goose	140	140	140	48
Renison	135	135	135	47
Adam Beck (Sur.)	550	550	550	30
Paquette Rapids	29	29	-	89
Manitou Falls	58	58	-	17
Marathon	65	65	-	18
Spanish Site 4	80	80	-	38
Spanish Site 1	40	40	-	38

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ONTARIO (suite)				
Denison Falls	36	36	-	29
Chicagouse Falls	28	28	-	38
Lower Ten Mile Rapids	19	19	-	67
Umbata Falls	51	51	-	40
Chigamiwingum Falls	57	57	-	41
Matabitchuan (Réam.)	73	73	-	12
Alexander (Sur.)	19	19	-	11
Cameron (Sur.)	18	18	-	11
Pine Portage (Sur.)	28	28	-	4
Chat Falls (Sur.)	20	20	-	23
Chenaux (Sur.)	196	196	-	5
Des Joachims (Sur.)	348	348	-	5
Otto Holden (Sur.)	203	203	-	3
Chutes Chaudière (Réam.)	72	72	-	66
Lac Témiscamingue	24	24	-	73
Total partiel	**5 540**	**5 540**	**3 004**	
AUTRES SITES				
>10 MW	5 480	5 480	360	52
<10 MW	1 365	1 365	660	66
TOTAL	**12 385**	**12 385**	**4 024**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
MANITOBA				
Conawapa	1 240	1 240	1 240	64
Gillam Island	1 000	1 000	1 000	65
Gull	650	650	650	64
Birthday	450	450	450	69
Red Rock	220	220	220	67
Whitemud	280	280	280	61
Granville Falls	150	150	150	61
First Rapids	190	190	190	78
Manasan	260	260	260	70
Wuskwatim	330	330	330	69
Notigi	100	100	100	68
Kelsey (Sur.)	220	220	220	26
Total partiel	**5 090**	**5 090**	**5 090**	
AUTRES SITES				
>10 MW	3 000	-	-	61
<10 MW	100	-	-	61
TOTAL	**8 190**	**5 090**	**5 090**	
SASKATCHEWAN				
Island Falls (Sur.)	100	100	35	70
Wintego	285	285	285	60
Choiceland	150	150	150	40
Forks	400	400	400	40
Total partiel	**935**	**935**	**870**	
AUTRES SITES	1 254	-	-	60
TOTAL	**2 189**	**935**	**870**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ALBERTA				
Berland	71	71	-	61
McLeod	36	36	-	61
McLeod Valley	22	22	-	61
Pembina	12	12	-	61
Cardinal	3	3	-	61
Elk	25	25	-	61
Frontal	19	19	-	61
Isaak	18	18	-	61
Job	4	4	-	61
Olympus	11	11	-	61
Race	8	8	-	61
Southesk Diversion	21	21	-	61
Strike	27	27	-	61
Thistle	25	25	-	61
Thunder	19	19	-	61
Horseguard	1	1	-	61
Brazeau Forks	88	88	-	61
Carvel	135	135	-	61
Chambers Creek	47	47	-	61
Drayton Valley	162	162	-	61
Gap	91	91	-	61
Hairy Hill	182	182	-	61
Phoenix	80	80	-	61
Ramparts	122	122	-	61
Rocky Mountain	49	49	-	61
Shunda	48	48	-	61
Whirlpool	10	10	-	61
Magnolia	7	7	-	61
Vermillion	12	12	-	61
Carcajou	1 329	1 329	-	61
Dunvegan	256	256	256	61
Mile 232	898	898	-	61
Mile 251	1 011	1 011	-	61
Vermillion Chutes	75	75	-	61
18th Baseline	210	210	-	61
19th Baseline	337	337	-	61
Bolton	124	124	-	61
Cutbank	174	174	-	61
Kakwa	346	346	-	61
Meander	292	292	-	61
Peace River	253	253	-	61
Sulphur	84	84	-	61

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ALBERTA (suite)				
Wapiti	228	228	-	61
Watino	346	346	-	61
West Watino	318	318	-	61
Dickson	7	7	-	61
Raven Dam Site	7	7	-	61
Alternative 4	1 667	1 667	1 667	61
Bassano	1	1	-	61
Cochrane	19	19	-	61
Dalemead	112	112	-	61
Eyremore	17	17	-	61
Glenbow	29	29	-	61
Lac des Arcs	15	15	-	61
Radnor	21	21	-	61
Russell	41	41	-	61
Shepard	78	78	-	61
Castle Site (1978)	7	7	-	61
Brocket	14	14	-	61
Fort MacLeod	7	7	-	61
Three Rivers	25	25	-	61
Meridan	45	45	-	61
Rapid Narrows	14	14	-	61
Total partiel	**9 762**	**9 762**	**1 923**	
AUTRES POTENTIELS	9 051	-	-	61
TOTAL	**18 813**	**9 762**	**1 923**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
COLOMBIE-BRITANNIQUE				
Peace Site C	900	900	900	60
Keenleyside	240	240	240	55
Murphy Creek	275	275	275	60
Stikine-Iskut	2 900	2 900	2 900	61
Liard River	4 318	4 318	3 190	66
Falls River (Réam.)	15	15	15	36
Seven Mile Unit 4	202	202	202	16
Homathko	895	895	710	55
Elaho	340	340	340	70
Border	250	250	250	74
McGregor Lower Canyon	360	360	360	62
Kemano Completion	520	520	520	60
Waneta (Sur.)	380	380	380	28
Brilliant (Sur.)	150	150	150	44
Shuswap	55	55	55	89
Beatrice Lake	31	31	31	68
Goat River	12	12	12	26
Peace Site E	600	600	-	53
Skeena	1 300	1 300	-	53
Yukon-Taku	3 700	3 700	-	67
Thorsen Creek	3	3	-	53
Duncan	25	25	25	48
AUTRES SITES	14 969	-	-	61
Total partiel	**32 440**	**17 471**	**10 555**	
MARÉMOTEUR				
Observation Inlet	660	660	-	35
Sechelt Inlet	54	54	-	35
TOTAL	**33 154**	**18 185**	**10 555**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
YUKON				
Mid Yukon	480	480	-	66
Hootalinqua	259	259	-	75
Wolverine	476	476	-	75
Detour Canyon	100	100	-	60
High Granite (III)	414	254	-	75
Braden Canyon	150	150	-	60
Big Salmon River	301	301	-	75
Bell-Porcupine	110	110	-	60
Frances, Upper Canyon	58	-	-	60
Frances, False Canyon	170	58	58	60
Frances, Lower Canyon	80	75	75	60
Liard Basin	244	244	-	60
Liard Canyon	90	90	90	60
Aberdeen Falls	300	300	-	60
Bonnet Plumi	198	198	-	65
Porcupine Canyon	190	190	-	65
Porcupine (Détour.)	1 241	1 241	-	65
Porcupine-Stewart	83	83	-	60
Slate Rapids	42	42	42	60
Fraser Falls	300	300	-	60
Independence	450	450	-	60
Hoole Canyon	40	40	40	60
Hoole River	15	15	15	60
Ross Canyon	30	30	30	60
Primrose	30	30	-	60
Five Finger Rapids	455	150	-	75
Yukon-Taku	3 692	1 500	-	85
Yukon-Yaiga	4 050	2 000	-	85
Pelly Basin	160	160	-	60
Steward Basin	150	150	-	60
Upper Canyon-White	16	16	-	60
Lower Canyon-White	16	16	-	60
Kluane Canyon	17	17	-	60
Britannia	459	459	-	75
Tatshenshine (I&II)	160	160	-	60
Donjek	43	43	-	60
Bates Canyon	110	110	-	60
Peel (Détour.)	755	755	-	65
Ogilvie	896	896	-	75
Dawson	571	571	-	75
Boundary	1 006	1 006	-	75

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
YUKON (suite)				
NWPI	55	55	-	60
Yukon Basin River	121	121	-	60
Total partiel	**18 583**	**13 701**	**350**	
AUTRES SITES	-	-	-	
TOTAL	**18 583**	**13 701**	**350**	
T. N.-O.				
Anderson	160	160	-	60
Back	2073	2073	1162	60
Burnside	525	525	-	60
Camsell	29	29	-	60
Coppermine	279	279	149	60
Dubawnt River	178	178	-	60
Ferguson	16	16	-	60
Great Bear 1	438	438	204	60
Great Bear 2	414	414	-	60
Hornaday	91	91	-	60
Horton	115	115	-	60
Hayes	120	120	-	60
Hood	52	52	-	60
Kakisa	21	21	13	60
Kasan	64	64	-	60
Maguse	39	39	-	60
Nahanni/Virginia	232	232	216	60
Nahanni	339	339	-	60
Flat	18	18	-	60
Lockhart	387	387	126	60
Pikes Portage	148	148	126	60
Quoich	207	207	-	60
Tha-Anne	41	41	-	60
Taltson	113	113	34	60
Tazin	15	15	-	60
Thelon	188	188	34	60
Thlewiaza	73	73	-	60
Trout	10	10	6	60
Slave	1 130	1 130	370	60

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
T. N.-O. (suite)				
Sylvia Grinnell	86	86	6	60
Snowdrift	6	6	-	60
Arctic Red	80	80	-	60
Peel	200	200	-	60
Rat	450	450	-	60
Keele	75	75	-	60
Mountain	70	70	-	60
Root	55	55	-	60
Redstone	135	135	-	60
Dahadinni	160	160	-	60
Willow Lake	20	20	-	60
La Martre	27	27	27	60
Armshow	20	20	-	60
Anna Maria Port	7	7	-	60
Ward Inlet	15	15	-	60
Petitot	27	27	-	60
Hanbury	246	246	-	60
Prince	4	4	-	60
Maguse	3	3	-	60
Total partiel	**9 201**	**9 201**	**2 473**	
AUTRES SITES	28	-	-	60
TOTAL	**9 229**	**9 201**	**2 473**	
CANADA TOTAL	**188 191**	**122 467**	**46 084**	

* *Estimé*

1 *Potentiel brut : Les ressources brutes totales qui pourraient être mises en valeur en l'absence de contraintes techniques, économiques ou environnementales (on ne tient pas compte des sites déjà mis en valeur ou en construction).*

2 *Potentiel aménageable : Potentiel brut moins les sites qui ne seront peut-être pas mis en valeur pour des raisons techniques.*

3 *Potentiel envisagé : Potentiel aménageable moins les sites qui ne seront peut-être pas aménagés pour des raisons environnementales ou économiques. Le potentiel envisagé regroupe donc tous les sites susceptibles d'être aménagés dans l'avenir.*

** *Les facteurs de capacité ont été arrondis; il s'agit même parfois d'estimations fondées sur une répartition de 61 % d'origine hydraulique et de 25 % d'origine marémotrice.*

Sur. Suréquipement

Réam. Réaménagement

Sources : Services canadiens d'électricité et Énergie, Mines et Ressources Canada

ANNEXE D
NORMES ET DIRECTIVES ENVIRONNEMENTALES FÉDÉRALES

Les récentes modifications à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* stipulent que l'Office lorsqu'il évalue une demande de licence d'exportation d'électricité ou d'un certificat autorisant l'exploitation de lignes de transport internationales, doit tenir compte de l'incidence environnementale de ces projets. (Pour de plus amples détails sur le cadre réglementaire, voir le chapitre 3.) La présente annexe présente un survol de certaines normes environnementales fédérales qui, en plus des mesures de protection environnementales instituées par les provinces, sont particulièrement pertinentes pour l'évaluation des répercussions sur l'environnement.

Les normes environnementales fédérales sont celles qui ont été autorisées ou adoptées par le gouvernement fédéral et qui s'appliquent là où un projet touche un domaine sous stricte juridiction fédérale, tels les eaux navigables ou les oiseaux migrateurs. Les normes fédérales pertinentes sont résumées dans les pages qui suivent après une présentation générale des catégories de normes environnementales[1].

CATÉGORIES DE NORMES ENVIRONNEMENTALES

Les normes environnementales sont établies dans le but général de protéger la santé des personnes et l'environnement. Aux fins du présent rapport, l'expression « normes environnementales » se rapportera à l'ensemble des directives, objectifs, limites, critères et codes de recommandations techniques relatifs à l'environnement. Pour la discussion, les normes fédérales en matière d'environnement sont regroupées en trois catégories générales : normes environnementales, normes d'émission et autres normes.

Normes environnementales

Les normes environnementales sont des énoncés quantitatifs ou qualitatifs qui décrivent un niveau de qualité environnementale qui, étant maintenu dans l'environnement « ambiant » ou ouvert, protégera normalement la santé des personnes et l'environnement. En général, elles précisent les concentrations de matières ou les caractéristiques physiques telles que la température de l'eau. Habituellement, les normes environnementales fédérales n'ont pas de valeur légale. Elles décrivent un niveau de qualité environnementale qui peut être appliqué à des régions précises, ou à toutes les régions du Canada. Elles représentent les buts ou objectifs vers lesquels sont dirigées les initiatives de contrôle de la pollution, y compris les lois et règlements précisant les normes d'émission.

Les normes d'émission

Les normes d'émission se rapportent à une limite sur la quantité ou la qualité de matières pouvant être émises par des procédés industriels basés sur l'utilisation de la meilleure technologie réalisable sur le plan économique. Elles précisent habituellement la concentration maximale d'une matière dangereuse pouvant être présente dans l'émission telle qu'elle jaillit de sa source : une cheminée, un pipeline ou un système de drainage de site d'enfouissement. Les normes d'émission fédérales, pouvant avoir force de loi en vertu de règlements, sont considérées comme étant les exigences acceptables minimales pour toutes les entreprises industrielles. Ces normes, de nature générique (c'est-à-dire applicables à toute région du Canada), sont conçues en vue de fournir une qualité d'émission qui, lorsqu'elle est mélangée à l'environnement plus vaste, respectera les normes environnementales dans la plupart des circonstances.

Autres normes

Font partie de cette catégorie les programmes et la législation comprenant un large éventail de mesures de protection de l'environnement, en plus des normes environnementales et d'émissions, par exemple le *Code de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur* ou la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*.

[1] Pour plus de détails sur les lois, les initiatives et les normes fédérales, communiquer avec la Direction de l'énergie électrique d'Énergie, Mines et Ressources Canada.

SURVOL DES NORMES FÉDÉRALES

1.1 Normes environnementales : l'air

Objectifs nationaux en matière de qualité de l'air ambiant

Les *Objectifs nationaux en matière de qualité de l'air ambiant*, établis en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, stipulent des critères concernant les niveaux tolérables, acceptables et souhaitables d'anhydride sulfureux, d'oxydes d'azote, de particules, d'ozone et de monoxyde de carbone dans l'atmosphère libre ou ambiant.

Accords intergouvernementaux

Les normes environnementales sont une méthode de mise en oeuvre d'accords intergouvernementaux pour réduire et contrôler la pollution de l'air. (Pour une étude générale des accords intergouvernementaux sur la pollution de l'air, voir la section 3.3 de la présente annexe.) Le gouvernement du Canada et les sept provinces canadiennes de l'Est ont conclu des accords fédéraux-provinciaux pour réduire les émissions d'anhydride sulfureux, d'après un objectif de dépôts humides de sulfate (normes environnementales) de 20 kilogrammes par hectare et par année.

1.2 Normes environnementales : l'eau

Recommandations pour la qualité des eaux au Canada

Les *Recommandations pour la qualité des eaux au Canada*, publiées par le Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement (CCMRE), sont un répertoire d'objectifs de qualité des eaux (normes environnementales) convenant à diverses utilisations de l'eau au Canada telles que la vie aquatique, les procédés industriels, la consommation humaine, l'utilisation récréative et l'irrigation agricole. Ces normes diffèrent selon les diverses utilisations de l'eau et doivent par conséquent être adaptées de façon à répondre aux besoins régionaux en matière de qualité de l'eau. Ces normes sont inspirées des directives existantes telles que les *Recommandations pour l'eau potable au Canada* établies par le Sous-comité fédéral-provincial sur l'eau potable.

Accords intergouvernementaux

Le Canada a conclu un accord avec les États-Unis (*Accord relatif à la qualité de l'eau dans les Grands Lacs*) pour restaurer et maintenir la qualité de l'eau dans le bassin des Grands Lacs. Des objectifs de qualité environnementale (normes environnementales) sont établis pour ces eaux afin d'aider à atteindre les objectifs de l'Accord.

D'autres normes environnementales régionales pourront être établies en vertu d'accords et de programmes fédéraux-provinciaux promulgués conformément à la *Loi sur les ressources en eaux du Canada*.

2.1 Normes d'émission fédérales : l'air

Émissions par les centrales thermiques - Directives nationales pour de nouvelles sources fixes

Ces directives, établies en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, sont des normes d'émission dans l'air basées sur la technologie pour de nouvelles centrales thermiques classiques. Il s'agit des limites d'émission génériques recommandées comme normes minimales nationales qui peuvent être adoptées par des services publics et des gouvernements provinciaux. Les critères stipulés dans les directives comprennent ceux pour l'anhydride sulfureux, les dioxydes d'azote et les émissions de particules, de même que pour les normes relatives à l'opacité ou la visibilité.

2.2 Normes d'émissions : l'eau

Le Code des recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur

(Voir Autres normes fédérales, section 3.1, pour une description générale du *Code de recommandations*.)

Le *Code de recommandations visant l'étape de la conception* prévoit des limites minimales d'émission de déchets dans l'eau basées sur la technologie. Ces normes stipulent des critères propres aux effluents pour les métaux, les huiles et les graisses, le chlore, les matières en suspension et l'acidité, dans le but de réduire la quantité totale de polluants rejetés dans les eaux de surface. Ces critères sont conçus pour

répondre aux normes environnementales pour la santé des humains et des espèces aquatiques dans la plupart des cas.

LA LÉGISLATION FÉDÉRALE : la Loi sur les pêcheries, la Loi sur les ressources en eaux du Canada et la Loi sur la convention concernant les oiseaux migrateurs

La *Loi sur les pêcheries* interdit les dépots de matières nuisibles dans toutes les eaux poissonneuses du Canada. Les règlements peuvent limiter les dépots de certains types de déchets ou de matières en spécifiant les quantités et les concentrations. Les dispositions de cette loi sont appuyées par le *Code de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur.* La Loi englobe une vaste gamme de mesures de protections environnementales qui ne peuvent être traitées convenablement dans ce court résumé.

La *Loi sur les ressources en eaux du Canada* confère au gouvernement fédéral le pouvoir de réglementer l'émission de matières dans des zones désignées de « gestion qualitative des eaux ». Aucun règlement concernant les émissions dans l'eau n'a été émis en vertu de cette loi. La Loi confère également au gouvernement fédéral le pouvoir de conclure des accords avec les provinces pour la gestion qualitative des eaux.

Les règlements d'application de la *Loi sur la convention concernant les oiseaux migrateurs* interdisent, dans certaines circonstances, les déversements de matières dangereuses pour les oiseaux migrateurs dans toute eau ou tout secteur habités par ces oiseaux au Canada.

AUTRES NORMES FÉDÉRALES

3.1 Recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur

Le *Code de recommandations techniques*, élaboré par un groupe de travail des gouvernements fédéral et provinciaux et de l'industrie mis sur pied par Environnement Canada, inclut des mesures jugées raisonnables et pratiques qui peuvent être prises pour préserver la qualité de l'environnement touché par les centrales thermiques et thermonucléaires. Il existe maintenant des codes de recommandations visant les étapes de la conception, du choix de l'emplacement et de la construction des centrales thermiques. Bien que les codes relatifs à la conception et au choix de l'emplacement n'ont pas force légale, le code de construction est publié en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*. Environnement Canada prévoit établir des codes de recommandations pour les étapes de l'exploitation et du déclassement.

Les diverses étapes des codes de recommandations, bien que traitées dans des documents distincts, sont interdépendantes. Afin d'assurer la protection environnementale pendant toute la durée d'une centrale thermique, les codes doivent être considérés dans leur ensemble.

3.2 Législation environnementale pour le contrôle des produits dangereux

La *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* confère au gouvernement l'autorité à l'égard du contrôle de matières dangereuses ou toxiques tout au cours de leur cycle de vie, y compris durant la mise au point, la fabrication, le stockage, le transport, l'utilisation et l'élimination. La Loi stipule que le Ministre de l'Environnement peut établir des objectifs environnementaux (normes environnementales), publier des directives (normes d'émissions) et des codes de recommandations, ainsi que des règlements exécutoires fondés sur ces normes et d'autres normes environnementales. Les règlements comprennent des normes pour le stockage et l'élimination des polychlorobiphényles (PCB).

La *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* autorise la création et l'application de normes de sécurité pour le transport, la préparation pour le transport et la manutention des marchandises dangereuses (y compris les PCB et les substances radioactives).

La *Loi sur les produits antiparasitaires* autorise l'établissement et l'application de normes de sécurité pour le stockage, la manutention et l'utilisation des pesticides.

3.3 Accords intergouvernementaux sur la pollution de l'air

Le Canada est un signataire de deux protocoles internationaux de la Commission économique

des Nations-Unies pour l'Europe, en vertu de la *Convention de 1979 sur la pollution atmosphérique transfrontière à longue distance*. Les protocoles engagent les signataires à réduire les émissions d'anhydride sulfureux (1985) et d'oxyde d'azote (1988). Ces protocoles prévoient des contrôles des émissions pour réduire les émissions d'anhydride sulfureux de 30 % des niveaux de 1980 d'ici 1993, et de geler les émissions d'oxyde d'azote aux niveaux de 1987 d'ici 1994.

Le protocole concernant la réduction des émissions d'anhydride sulfureux a été mis en oeuvre au Canada aux termes d'accords individuels conclus entre le gouvernement du Canada et les sept provinces de l'Est, afin de réduire les émissions d'anhydride sulfureux d'environ 50 % des émissions de 1980 d'ici 1994. Conformément au protocole sur l'oxyde d'azote, les ministres canadiens de l'environnement élaborent présentement un plan d'action exhaustif en vue d'une gestion accrue des émissions d'oxyde d'azote et de composés organiques volatiles au Canada.

3.4 Normes environnementales générales pour les centrales nucléaires : Commission de contrôle de l'énergie atomique

Pour une discussion générale du rôle de la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCÉA) sur le plan de la réglementation, voir le chapitre 3.

Les normes que la Commission utilise pour accorder des licences et contrôler les installations comprennent les règlements en vertu de sa Loi constitutive visant à limiter les doses de radiation pour le public, et les normes de transport pour l'emballage et le marquage de matières nucléaires. La Commission reçoit des avis sur les normes environnementales de la part d'Environnement Canada et exerce ses activités de délivrance de permis selon un processus réglementaire conjoint impliquant les autorités environnementales du fédéral et des provinces. La CCÉA coordonne ses activités réglementaires avec le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (PFÉEE) ou tout autre processus provincial d'examen environnemental qui peut s'avérer nécessaire pour des installations nucléaires.

3.5 Normes environnementales générales pour la production et le transport d'électricité : l'Office national de l'énergie

Voir le chapitre 3 pour les détails sur le processus réglementaire de l'Office national de l'énergie.

Les demandeurs de permis sont tenus de soumettre à l'Office national de l'énergie des renseignements sur les répercussions environnementales des exportations et des lignes de transport proposées. L'Office appliquera les procédures stipulées dans le *Décret sur les lignes directrices visant le processus fédéral d'examen et d'évaluation en matière d'environnement* pour déterminer s'il doit recommander l'assujettissement d'une demande de permis ou de licence. Lorsqu'une audience publique s'avère nécessaire, les demandeurs sont tenus d'entreprendre une analyse détaillée du projet, y compris, entres autres éléments, les facteurs environnementaux.

3.6 Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement

Voir le chapitre 4 pour les détails du Processus fédéral d'examen et d'évaluation en matière d'environnement.

Le *Décret sur les lignes directrices* établit des procédures normalisées qui doivent être suivies par les ministères fédéraux lorsqu'ils procèdent à une première évaluation des projets relevant de leur compétence pour en déterminer les répercussions environnementales d'importance.

ANNEXE E

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration du rendement énergétique offerts par les services canadiens d'électricité 156

E2. Programmes de déplacement de la charge 158

E.3. Prix payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1990 159

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration du rendement énergétique offerts par les services canadiens d'électricité

PROGRAMMES DESTINÉS AU SECTEUR RÉSIDENTIEL

1. Construction d'habitations neuves -- établissement de normes mininales de rendement pour les nouveaux logements résidentiels, identification des habitations à haut rendement énergétique, et parrainage de programmes de formation des constructeurs.

2. Amélioration des habitations -- les consommateurs reçoivent de l'information, des grilles de vérification et de l'aide financière pour mettre en place des mesures visant le rendement énergétique des habitations chauffées à l'électricité.

3. Amélioration du rendement énergétique des appareils électro-ménagers -- établissement de normes minimales de rendement des appareils électro-ménagers, identification des appareils à haut rendement énergétique, formation des consommateurs, campagnes de promotion, stimulants financiers pour les détaillants, rabais à l'achat d'équipements à haut rendement énergétique, rachat des équipements inefficaces, distribution gratuite de couvertures isolantes pour les chauffe-eau.

4. Choix de combustibles -- campagnes publicitaires en faveur de combustibles de remplacement de l'électricité, comme combustible de choix pour les nouveaux systèmes de chauffage et de chauffe-eau ou pour ceux qui existent déjà, mesures incitatives offertes aux consommateurs qui acceptent la conversion de leurs systèmes de chauffage et de chauffe-eau vers d'autres formes de systèmes de chauffage.

PROGRAMMES DESTINÉS AU SECTEUR COMMERCIAL

1. Construction de nouveaux bâtiments -- établissement de normes minimales de rendement énergétique pour la construction de nouveaux bâtiments à vocation commerciale, identification des bâtiments à haut rendement énergétique et stimulants financiers pour les propriétaires, les concepteurs, et les constructeurs visant la conception de bâtiments à haut rendement énergétique.

2. Rénovation des bâtiments -- aide technique, financière et à la vérification pour la rénovation de l'enveloppe thermique des bâtiments, pour l'éclairage, les systèmes de ventilation - chauffage - climatisation, les chauffe-eau, la récupération de la chaleur, les systèmes de réfrigération et autres équipements techniques, ainsi que pour l'achat d'équipement de gestion de l'énergie.

3. Choix des combustibles -- campagnes publicitaires en faveur de combustibles de remplacement de l'électricité, comme combustible de choix pour les nouveaux bâtiments à vocation commerciale.

4. Éclairage à haut rendement énergétique -- éducation, campagnes d'information et mesures incitatives pour l'achat et la conversion de systèmes d'éclairage à haut rendement énergétique.

E1. Programmes actuels et proposés d'amélioration du rendement énergétique offerts par les services canadiens d'électricité (suite)

PROGRAMMES DESTINÉS AU SECTEUR INDUSTRIEL

1. Construction de nouveaux bâtiments -- campagnes publicitaires en faveur du rendement énergétique dans la conception de nouvelles usines.

2. Rénovation des usines -- éducation, campagnes d'information, soutien sur le terrain, programmes de vérification, et aide technique et financière fournie au client industriel afin d'évaluer et de mettre en oeuvre des améliorations du rendement énergétique des usines.

3. Moteurs à haut rendement et équipés d'un entraînement à vitesse variable -- éducation, campagnes d'information et rabais pour l'installation de moteurs à haut rendement à l'occasion de programmes d'achat ou de remplacement.

4. Tuyauteries d'air sous pression -- tests de contrôle des fuites d'air dans les réseaux d'air comprimé.

5. Éclairage à haut rendement énergétique -- éducation, campagnes d'information et mesures incitatives pour l'achat et la conversion en faveur de systèmes d'éclairage à haut rendement énergétique, y compris la conversion de l'éclairage des routes à un éclairage au sodium à haute pression de meilleur rendement.

E2. Programmes de déplacement de la charge

1. TARIFS SELON LA PÉRIODE D'UTILISATION -- Le coût de fournir de l'électricité varie selon les saisons, les semaines et les périodes de la journée car les demandes de puissance requièrent l'utilisation de différentes combinaisons d'installations de production. Les installations dont les coûts variables sont les plus élevés sont généralement exploitées seulement pour répondre aux demandes de pointe. Les tarifs selon la période d'utilisation sont conçus pour réfléter les coûts accrus de l'approvisionnement en énergie électrique durant les demandes de pointe saisonnières et quotidiennes. Ils visent à encourager une utilisation plus efficace du réseau électrique tout en offrant aux clients des récompenses d'ordre financier sous forme de tarifs réduits pour avoir géré leurs charges entre les heures de pointe et hors-pointe. Le service d'électricité en tire également profit puisqu'il réduit les demandes de pointe saisonnières et quotidiennes.

   Bien que les tarifs selon la période d'utilisation soient intégrés à même les structures tarifaires d'un certain nombre de services canadiens d'électricité, Ontario Hydro est le seul service qui les ait mis en oeuvre. Il a fixé quatre périodes pour ces tarifs : la demande de pointe de l'hiver, la demande hors-pointe de l'hiver, la demande de pointe de l'été et la demande hors-pointe de l'été. L'été comprend les mois d'avril à septembre inclusivement, l'hiver comprenant les mois d'octobre à mars. La période de pointe de chaque saison s'étend de 7 h à 23 h, du lundi au vendredi, à l'exception des jours fériés. Toutes les autres heures sont considérées hors-pointe. Les tarifs s'appliquent aux gros clients industriels d'Ontario Hydro, aux gros clients des services municipaux d'électricité desservis par Ontario Hydro, et, sur une base volontaire, aux services municipaux eux-mêmes. Les tarifs selon la période d'utilisation s'appliquent maintenant à 80 % de la charge d'Ontario Hydro.

2. PROGRAMMES DE CONTRÔLE DE LA CHARGE -- Le contrôle direct de la charge du client est un autre moyen de déplacer la charge des périodes de pointe aux heures hors-pointe. Un dispositif de contrôle est installé pour permettre au service d'électricité de contrôler la charge durant toute la journée. On utilise habituellement ce dispositif pour le chauffage des bâtiments et de l'eau en gérant l'électricité de façon à réduire les demandes de pointe et égaliser la charge totale.

3. PROGRAMME DE STOCKAGE THERMIQUE -- Les services d'électricité peuvent déplacer la charge de la journée vers la nuit en offrant des stimulants à leurs clients afin qu'ils se procurent un système de stockage thermique. Une fois le système mis en marche, l'électricité est utilisée la nuit pour produire de la glace ou de la chaleur, un moyen utilisé durant la journée pour le chauffage des bâtiments ou de l'eau.

4. PROGRAMMES DE BI-ÉNERGIE -- Ces types de programmes comprennent à la fois le déplacement et l'égalisation de la charge. Les programmes de bi-énergie s'appliquent généralement aux consommateurs qui peuvent compter sur une deuxième source d'énergie pour le chauffage intérieur et de l'eau. Le service d'électricité offre des tarifs réduits pour la consommation hors-pointe par suite d'une entente selon laquelle le consommateur a recours à une source d'énergie de remplacement comme le gaz naturel ou le mazout pour le chauffage, durant les périodes de pointe. Les consommateurs participants à ce programme paient un tarif beaucoup plus élevé pour toute consommation d'électricité durant la période de pointe.

E.3. Prix payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1990

Principaux services d'électricité	Prix d'achat	Formule d'établissement des prix	Remarques
Newfoundland and Labrador Hydro	Aucune politique.		
Newfoundland Light and Power	Aucune politique.		
Maritime Electric	Aucune politique disponible en ce moment.		
Nova Scotia Power	Politique des prix d'achat en révision.		
Énergie NB	Fournisseurs désignés : Pointe : 4,44 cents/kW.h. Hors-pointe : 2,35 cents/kW.h.	Heures de pointe : 100 % du plein coût évité d'Énergie NB (capacité et énergie). Heures hors-pointe : pleins coûts évités d'Énergie NB.	La capacité installée est moins de 5 MW. La durée du contrat dépasse un an. Les heures de pointe sont de 7 h à 21 h. Les mois de pointe sont décembre à mars.
	Fournisseurs non-désignés : 2,46 cents/kW.h.	90 % du coût régressif moyen du réseau d'Énergie NB durant le mois.	
	Fournisseurs désignés offrant plus de 5 MW	À négocier.	La durée du contrat doit dépasser 3 ans.
Hydro-Québec	4,3 cents/kW.h.	Coût évité.	Le prix sera rajusté en fonction de l'Indice des prix à la consommation jusqu'à un maximum de 6 %.
Ontario Hydro	Aménagements d'au plus 5 MW :		
	1. Prix normalisé de l'électricité : 4,22 cents/kW.h indexé selon l'IPC de l'Ontario.	85 % des coûts d'électricité et de la capacité marginale en fonction d'une planification de 20 ans.	Aménagements dont les facteurs d'utilisation mensuels (f.u.m.) dépassent 65 %.
	2,65 cents/kW.h indexés selon l'IPC de l'Ontario.	60 % du coût marginal de l'électricité à ce moment-là.	Aménagements dont les f.u.m. ne dépassent pas 65 %.

E.3. Prix payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1990 (suite)

Principaux services d'électricité	Prix d'achat	Formule d'établissement des prix	Remarques
Ontario Hydro	2. Prix normalisé de l'électricité - fixe sur 10 ans pour tout nouvel aménagement de ressources renouvelables : 5,20 cents/kW.h.	Coût de l'électricité et de la puissance nivelé sur 10 ans.	Aménagements alimentés par énergie hydraulique solaire, éolienne, par des déchets municipaux solides dont les f.u.m. dépassent 65 %.
	3. Tarifs selon la période d'utilisation		
	Pointe hivernale : 6,74 cents/kW.h	Les tarifs de pointe sont basés sur les coûts de l'électricité et de la capacité marginale d'Ontario Hydro sur 20 ans.	Tous les tarifs selon la période d'utilisation rajustés annuellement en fonction de l'IPC de l'Ontario.
	Hors-pointe hivernale : 2,66 cents/kW.h		
	Pointe estivale : 7,70 cents/kW.h	Les tarifs hors-pointe sont basés sur le coût marginal de l'électricité.	Le facteur d'utilisation ne sert pas de critère pour établir les tarifs.
	Hors-pointe estivale : 2,35 cents/kW.h		
	4. Tarif fixe de 10 ans - nouveaux aménagements de ressources renouvelables :	En principe, la formule est la même que celle décrite au numéro 1 ci-dessus.	Ces prix à majoration progressive sont équivalents en termes de leur valeur actuelle aux tarifs selon la période d'utilisation de 1990 décrits au numéro 3 ci-dessus, indexés en fonction de l'IPC de l'Ontario sur 10 ans et nivelés.
	Pointe hivernale : 8,32 cents/kW.h		
	Hors-pointe hivernale : 3,28 cents/kW.h		
	Pointe estivale : 7,70 cents/kW.h		
	Hors-pointe estivale : 2,35 cents/kW.h		
	Aménagements fournissant plus de 5 MW nets.	Coût évité.	Cas par cas.
Hydro-Manitoba	À négocier.		

E.3. Prix payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1990 (suite)

Principaux services d'électricité	Prix d'achat	Formule d'établissement des prix	Remarques
Saskatchewan Power	Aménagements d'une capacité de moins de 50 MW:		
	2,51 cents/kW.h	Coût moyen de production.	Aménagements d'une capacité installée de 1 kW à 100 kW. Aucun paiement pour la capacité.
	1,30 cents/kW.h	Coût moyen de production.	Aménagements d'une capacité installée de 101 kW à 10 MW. Aucun paiement pour la capacité.
	2,80 dollars/kW	Nouvelle turbine à gaz.	Aucun paiement pour la capacité.
	3,40 cents/kW.h	Coût moyen de production de la meilleure turbine à gaz.	Aménagements d'une capacité installée de 10 MW à 50 MW et dont les f.u.m. ne dépassent pas 64 %.
	10,76 dollars/kW	Nouveau groupe à lignite.	Aménagements d'une capacité installée de 10 MW à 50 MW et dont les f.u.m. dépassent 65 %.
	1,00 cents/kW.h	Coût moyen de production du meilleur groupe à lignite.	
	Aménagements d'une capacité de plus de 50 MW.	À négocier.	
TransAlta Utilities, Alberta Power, Edmonton Power, et la ville de Medicine Hat	5,2 cents/kW.h (fixes de 1990-1994), augmentant à 6,0 cents/kW.h (fixes de 1995-1999) ou 4,64 cents/kW.h commençant en 1990, grimpant avec l'inflation.	Prix réglementés.	Ces prix s'appliquent aux petits producteurs utilisant des ressources renouvelables telles que le vent, l'hydro et la bio-masse. Les aménagements ne dépassent pas 2,5 MW. Un nombre limité d'aménagements-pilotes dépassant 2,5 MW peuvent être approuvés.

E.3. Prix payés par les principaux services d'électricité pour la production indépendante d'électricité en 1990 (suite)

Principaux services d'électricité	Prix d'achat	Formule d'établissement des prix	Remarques
	0,6 cents/kW.h	Coût évité de l'électricité.	Achats des établissements industriels de la province.
	Énergie de sources non-classiques telles que des génératrices au gaz résiduel ou à cogénération.	À négocier.	
B.C. Hydro	3,31 cents/kW.h	Basés sur le coût marginal à court et à long terme de B.C. Hydro.	Aménagements d'une capacité de moins de 5 MW. Achat total annuel limité à 25 MW. Cogénération ou autoproduction.
	Aménagements d'une capacité de 5 MW et plus.	À négocier.	

Sources : Principaux services d'électricité, mars 1990

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

British Thermal Unit (Btu) : unité servant à mesurer la quantité de chaleur nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit la température d'une livre d'eau.

Capacité : dans l'industrie de l'énergie électrique, a deux significations :

1. Puissance du réseau : la capacité maximale de livraison d'énergie d'un réseau. Par exemple, un service d'électricité peut avoir une capacité nominale de 5 000 mégawatts, ou encore il peut vendre 50 mégawatts de capacité (c'est-à-dire de puissance).

2. La puissance de transport de l'équipement : la quantité maximale de puissance qu'une certaine pièce de matériel est capable de transporter. Par exemple, une unité de production d'électricité pourrait avoir une capacité nominale de 50 mégawatts.

Capacité génératrice de réserve : capacité supplémentaire requise dans un réseau d'électricité, en sus de la charge de pointe prévue. Une telle réserve est requise pour deux raisons principales : en cas de panne imprévue du matériel électrogène, et au cas où la charge de pointe réelle serait supérieure aux prévisions.

Capacité installée : capacité mesurée aux bornes de sortie de tous les groupes électriques d'une centrale, sans déduction des besoins de service de celle-ci.

Charge : quantité de puissance ou d'énergie électrique consommée par un client particulier ou par un groupe de clients.

Charge de base : charge minimale constante sur une période donnée.

Consommation : quantité d'énergie électrique utilisée, habituellement mesurée en kilowattheures.

Courant : flux d'électricité dans un conducteur. Le courant est mesuré en ampères.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS (suite)

Courant alternatif (CA) : courant qui alterne périodiquement de sens. En Amérique du Nord, la norme du courant alternatif est de 60 cycles complets par seconde. On dit d'un tel courant électrique qu'il a une fréquence de 60 hertz. Le courant alternatif est utilisé universellement dans les réseaux d'électricité, car son transport et sa distribution sont bien plus économiques que ceux du courant continu.

Courant continu (CC) : courant qui circule constamment dans la même direction (par opposition au courant alternatif). Une pile fournit du courant continu.

Demande de pointe : charge maximale consommée par un client, un groupe de clients ou un réseau pendant une période fixe telle un mois ou un an. Il peut s'agir de la charge maximale instantanée ou, de façon plus habituelle, de la charge moyenne sur un intervalle court, une heure par exemple. Exprimée normalement en kilowatts ou en mégawatts.

Énergie d'économie : énergie vendue par un service d'électricité à un autre, pour économiser sur des coûts de production, lorsque l'acheteur dispose d'une capacité suffisante pour fournir les charges de son propre réseau.

Énergie électrique : quantité d'électricité livrée sur une période donnée. Le kilowattheure (kW.h) est l'unité de mesure généralement utilisée.

Énergie interruptible : énergie disponible en vertu d'une entente qui autorise la diminution ou l'interruption de la livraison au gré du fournisseur.

Énergie nucléaire : énergie produite dans une centrale où la vapeur actionnant les turbines provient de la chaleur dégagée par la fission atomique et non de la combustion de produits tels le charbon, le mazout ou le gaz naturel.

Exportations nettes : total des exportations moins total des importations.

Facteur de capacité : indifféremment de la pièce de matériel, rapport de la charge moyenne pour une période donnée sur la capacité nominale.

Facteur de charge : coefficient de la charge moyenne pendant une période donnée sur la charge de pointe maximale au cours de la même période (habituellement exprimé en pourcentage).

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS (suite)

Frais liés à la demande : prix de l'électricité établi d'après la demande la plus élevée d'un client au cours d'une période déterminée, habituellement un mois, indépendamment de la quantité d'énergie consommée (par exemple, 2 $ le kilowatt par mois). Les frais liés à l'énergie constituent un autre type de facturation.

Frais liés à l'énergie : prix de l'électricité établi d'après la quantité d'énergie utilisée (par exemple, 20 mils le kW.h). Les frais liés à la demande sont un autre mode de facturation.

Fréquence : nombre de cycles qu'effectue le courant alternatif en une seconde. La norme nord-américaine est de 60 cycles par seconde ou de 60 hertz.

Gigawatt (GW) : un milliard de watts; un million de kilowatts (voir watt).

Gigawattheure (GW.h) : unité d'énergie qui équivaut à un million de kilowattheures ou à un milliard de wattheures.

Hertz (Hz) : unité de fréquence pour le courant alternatif, anciennement appelée cycles par seconde. La fréquence normalisée pour l'alimentation électrique en Amérique du Nord est de 60 hertz.

Indice des prix à la consommation (IPC) : l'évolution en pourcentage, sur une période donnée, du coût d'achat d'un « panier », ensemble constant de biens et de services. Ce panier se compose d'articles pour lesquels il existe en permanence des prix mesurables, de sorte que les variations de coût de l'ensemble sont strictement attribuables aux fluctuations des prix.

Joule : unité internationale de mesure de l'énergie produite par une puissance d'un watt pendant une seconde. Le joule est une très petite unité; un kilowattheure représente environ 3,6 millions de joules.

Kilovolt (kV) : mille volts.

Kilowatt (kW) : unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 watts, soit la quantité d'énergie requise pour allumer 10 ampoules électriques de 100 watts.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS (suite)

Kilowattheure (kW.h) : unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 wattheures, soit la quantité d'électricité consommée par 10 ampoules électriques de 100 watts pendant une heure. Un kilowattheure est égal à 3,6 millions de joules.

Mégawatt (MW) : unité de puissance égale à 1 000 kilowatts.

Mégawattheure (MW.h) : unité de puissance égale à 1 000 kilowattheures.

Mil : un millième de dollar.

Production classique : électricité d'une centrale où la force motrice est de la vapeur d'eau ou des gaz d'échappement produits à partir de combustibles fossiles.

Production mixte : production combinée d'électricité et d'énergie thermique. Ce système offre de grandes possibilités dans les industries où une forte demande d'électricité est associée à une forte demande de vapeur.

Produit intérieur brut (PIB) : la valeur totale des biens et des services produits au Canada. Le PIB mesuré en dollars constants se définit comme le PIB réel.

Puissance : taux de livraison de l'énergie électrique et unité de mesure de la capacité. L'unité de base est le kilowatt (kW).

Puissance garantie : puissance électrique disponible à tout moment pendant la période de l'entente.

Réseau d'électricité : toutes les installations interconnectées d'un service d'électricité : centrales, transformateurs, lignes de transport et de distribution, et tous les éléments de sécurité nécessaires pour assurer le service aux clients.

Réseau : réseau de conducteurs et de connexions.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS (suite)

Source d'énergie : source primaire dont la puissance sera convertie en électricité. Les sources d'énergie comprennent, entre autres, le charbon, le pétrole et ses dérivés, le gaz, l'eau, l'uranium, les énergies éolienne, solaire et géothermique.

Source d'énergie primaire : source d'énergie à partir de laquelle l'électricité est produite, par exemple les chutes d'eau, l'uranium (par fission nucléaire), le charbon, le mazout, le gaz naturel, le vent, l'énergie marémotrice.

Tension : force électrique ou différence de potentiel qui provoque un débit de courant dans un circuit (tout comme la pression provoque le débit de l'eau dans un tuyau). La tension est mesurée en volts (V) ou en kilovolts (kV). Un kilovolt est égal à 1 000 volts.

Térawattheure (TW.h) : un milliard de kilowattheures.

Watt : unité scientifique de puissance électrique correspondant à la consommation d'un joule par seconde. Une ampoule électrique ordinaire a une valeur nominale de 25, de 40, de 60 ou de 100 watts, ce qui signifie qu'elle consomme cette quantité de puissance lorsqu'elle éclaire. Un cheval vapeur impérial (HP) est égal à 746 watts.